ICF CONSULTING

Incidence de la production d'hydrogène sur les marchés régionaux de l'électricité au Canada, quant aux émissions de gaz à effet de serre et aux coûts

***

pour le compte de
Ressources naturelles Canada

RAPPORT FINAL

Mars 2004

***

par
ICF Consulting Inc.

powered by perspective

Page laissée intentionnellement en blanc.

SOMMAIRE

Les transports et l'utilisation des véhicules contribuent largement aux émissions de gaz à effet de serre (GES) au Canada. C'est pourquoi le gouvernement fédéral, dans le cadre de son plan d'action sur le changement climatique, a prévu des mesures destinées à réduire les émissions de GES dans le secteur des transports. L'une d'elles consiste à stimuler le progrès en vue d'implanter une infrastructure de production et de ravitaillement en hydrogène pour les véhicules mus par des piles à combustible.

Les auteurs du présent rapport évaluent la possibilité de produire économiquement de l'hydrogène par voie d'électrolyse au Canada dans le secteur de la production d'électricité. L'analyse vise à soutenir Ressources naturelles Canada et l'Alliance canadienne sur les piles à combustible dans les transports (ACPCT) dans leurs efforts constants pour évaluer la viabilité de la filière électrolytique comme méthode de production d'hydrogène. On a cherché à déterminer la production d'électricité dans chaque province de même que les coûts et les émissions de GES qui y sont liés, dans le contexte d'une augmentation de la demande attribuable à la production d'hydrogène. Au cours de la phase 1, les analystes se sont employés à élaborer et à exécuter un modèle du secteur de la production d'électricité au Canada, puis à déterminer des ordres de grandeur. Dans la phase 2, les travaux ont consisté surtout à affiner les hypothèses issues de la phase 1 et à exécuter les nouveaux scénarios en fonction de plusieurs variables. L'analyse englobe les résultats des phases 1 et 2 pour les années de référence 2010 et 2020 (prévisions à moyen et à long terme), obtenus en utilisant plusieurs scénarios de la demande d'hydrogène.

La méthode employée à cette fin comportait trois étapes :

1. Quantifier la demande d'électricité supplémentaire nécessaire à la production d'hydrogène, en fonction du taux prévu de pénétration des véhicules à piles à combustible dans le parc automobile canadien (voir les sections 2 et 3 – facteurs spécifiques des phases 1 et 2).
2. Exécuter le modèle IPM® en utilisant les données issues de l'étape 1, afin de déterminer la réaction des marchés provinciaux de l'électricité à cet accroissement de la demande (voir ci-dessous).
3. Quantifier l'impact sur les GES, en appliquant des facteurs d'émissions sur toute la durée de vie aux extrants des modèles de production d'électricité, par type de capacité (voir les sections 2 et 3 – facteurs spécifiques des phases 1 et 2).

Au cours de la phase 1 (P1), ICF devait poser cette hypothèse simplificatrice que seuls les véhicules légers (voitures) adopteraient la technologie de l'hydrogène. Le nombre de véhicules ainsi que les chiffres concernant la consommation de combustible et d'électricité nécessaire pour produire l'hydrogène ont été fournis par Ressources naturelles Canada et le Groupe de travail sur les études et les évaluations (GTEE) de l'ACPCT. Autre hypothèse importante : les usines d'hydrogène produiraient uniquement pendant les heures creuses et bénéficieraient ainsi de tarifs d'électricité hors pointe, moins élevés. (Cette hypothèse a été vérifiée dans une analyse de sensibilité effectuée au cours de la phase 2, décrite ci-dessous.)

Dans la phase 1, deux scénarios correspondant à différents taux de pénétration des véhicules mus par des piles à hydrogène ont été retenus. Ils sont désignés « incrémental » et « accéléré ».

- Dans le **scénario de pénétration incrémental utilisé au cours de la phase 1** (scénario P1 incrémental), des taux de pénétration de 0,5 p. 100 et de 6 p. 100 ont été retenus pour 2010 et 2020, respectivement.
- Dans le **scénario de pénétration accéléré utilisé au cours de la phase 1** (scénario P1 accéléré), des taux de pénétration de 1,8 p. 100 et de 11,5 p. 100 ont été établis pour 2010 et 2020, respectivement.

Ces deux scénarios de la phase 1 présumaient que la production d'électricité supplémentaire nécessaire au procédé d'électrolyse serait concentrée dans les heures creuses (définies selon le profil de charge de chaque province), pour bénéficier de tarifs plus avantageux.

Dans la phase 2 (P2), les variables de la phase 1 ont été précisées pour rendre plus réalistes les taux de pénétration des véhicules mus par des piles à combustible, tels quils ont été définis par leGTEE; les véhicules utilisant de l'hydrogène ont également été répartis en deux catégories (voitures et camions légers), la consommation d'essence, la consommation d'hydrogène et la quantité d'électricité nécessaire au procédé d'électrolyse ont été révisées. Comme dans la phase 1, un scénario « incrémental » et un scénario « accéléré » ont été analysés.

- Dans le **scénario de pénétration incrémental utilisé au cours de la phase 2** (scénario P2 incrémental), des taux de pénétration de 0,1 p. 100 et de 6,0 p. 100 ont été adoptés pour 2010 et 2020, respectivement.
- Dans le **scénario de pénétration accéléré utilisé au cours de la phase 2** (scénario P2 accéléré), des taux de pénétration de 0,2 p. 100 et de 11,5 p. 100 ont été adoptés pour 2010 et 2020, respectivement.

Comme dans la phase 1, il a été présumé, dans les deux cas, que la demande supplémentaire d'électricité serait concentrée dans les heures creuses.

En plus de réviser les deux principaux scénarios, le GTEE a déterminé deux variables :

- Un **prix élevé du carbone** de 53,33 $CAN/tonne de CO_2 (40 $US/tonne).
- La demande d'électricité supplémentaire nécessaire à l'électrolyse a été étalée sur toute la durée du jour pour inclure les heures de pointe, plutôt que d'être concentrée dans les heures creuses (**période du jour**).

L'augmentation totale de la consommation d'électricité attribuable (à l'échelle nationale) à la production d'hydrogène électrolytique a été estimée pour 2010 et 2020, dans les deux scénarios; elle est basée sur l'équivalent énergétique des carburants ou sur la quantité de carburant (essence ou hydrogène) nécessaire pour faire parcourir aux véhicules légers une distance équivalente. De cette façon, il est possible d'estimer une quantité équivalente d'hydrogène ainsi que la quantité d'électricité requise pour produire l'hydrogène nécessaire. Autre hypothèse très importante : tout l'hydrogène sera produit par électrolyse. Les auteurs du rapport n'ont pas étendu leur analyse aux technologies concurrentes ni aux autres sources de production d'hydrogène, qui se situent en dehors du cadre de leur étude.

Les analyses des phases 1 et 2 ont été exécutées au moyen du modèle de planification intégré développé par ICF Consulting (IPM®). À l'aide de ce modèle, les analystes ont projeté les ajouts de capacité, la production, les émissions et les prix de l'électricité à l'échelle régionale, dans chacune des provinces étudiées, en se basant sur l'augmentation de la demande prévue dans chacun des scénarios. Ces résultats ont ensuite servi à déterminer les impacts économiques et environnementaux relatifs, du point de vue des émissions de GES, d'une augmentation de la demande d'électricité attribuable à la production d'hydrogène au Canada.

Afin de représenter le réseau canadien d'électricité dans une analyse comme celle-ci, il faut poser plusieurs hypothèses et notamment représenter avec exactitude les installations de production en place, les réseaux de transport interconnectés ainsi que la demande d'énergie en période de pointe, dans chaque province. À partir de ces intrants et d'autres hypothèses examinées et approuvées par Ressources naturelles Canada, les analystes se sont servis du modèle IPM® pour prévoir l'utilisation des installations de production actuelles de même que les ajouts de capacité à effectuer, par

province, pour répondre à la demande d'électricité nécessaire à l'électrolyse. Les données sur l'exploitation des installations existantes et nouvelles du réseau ont été regroupées par type de capacité, en vue de quantifier l'incidence sur les émissions de GES.

Enfin, il est important de signaler que l'objectif général du projet (phase 1 et phase 2) était d'analyser l'incidence éventuelle, sur les émissions de GES et les coûts de consommation au Canada, d'une augmentation de la production d'électricité en vue d'assurer au secteur des transports les approvisionnements en hydrogène (obtenus par électrolyse de l'eau) nécessaires au fonctionnement des piles à combustible. Les auteurs du projet ont balisé ainsi le sujet de l'étude :

- L'analyse porte essentiellement sur l'électrolyse comme mode de production d'hydrogène. D'autres filières, comme le reformage du méthane à la vapeur, pourraient également servir à la production d'hydrogène, mais elles n'ont pas été incluses dans l'analyse.
- Dans l'étude, seuls sont pris en compte les marchés de l'électricité. Les auteurs font abstraction des coûts liés à l'infrastructure de production d'hydrogène et du coût de l'eau utilisée dans l'électrolyse (9 L/kg H_2).
- Les modèles reconnaissent l'existence d'interconnexions de transport d'électricité dans neuf des provinces canadiennes. L'Île-du-Prince-Édouard a été exclue, parce qu'elle importe la majeure partie de son électricité et qu'elle dispose d'une capacité de transport limitée. Les territoires ont également été écartés, car leur structure de production d'électricité est nettement différente de celle du reste du pays.
- Des prévisions n'ont été établies que pour 2010 et 2020, qui correspondent à des horizons de 10 et de 20 ans pour le secteur de la production d'électricité.
- Les facteurs d'émissions utilisés à l'étape 3 sont calculés sur le cycle de vie. Les émissions de GES pourraient donc être remplacées ailleurs que dans la région ou le pays où l'électricité est consommée. C'est le cas, par exemple, lorsque le lieu de production ou de raffinage est différent du lieu de consommation.

Résultats

L'incidence, sur les coûts et les émissions, de la production de l'électricité nécessaire pour répondre à la demande d'hydrogène dépendent de la composition du parc électrogène. La réponse du réseau à une augmentation de la demande d'électricité était semblable dans les deux scénarios (incrémental et accéléré) des phases 1 et 2. Le supplément d'électricité nécessaire à la production de l'hydrogène est fourni par une combinaison d'installations existantes, par de nouvelles centrales à gaz à cycle combiné et par des échanges commerciaux. Certaines provinces sont en mesure de répondre à la demande à l'aide de leurs ressources internes. Par exemple, on prévoit que la Colombie-Britannique réduira ses exportations et utilisera la capacité dont elle dispose déjà pour répondre à la demande supplémentaire. D'autres provinces, comme l'Ontario, devront probablement augmenter leurs importations et construire de nouvelles centrales. En raison de son coût concurrentiel et de son rendement environnemental, le cycle combiné à gaz fournira toute la capacité ajoutée au réseau en 2010 et 2020.

À partir de la composition du parc électrogène provincial, l'incidence a été déterminée, sur les émissions de GES, d'une augmentation de la demande d'électricité attribuable à la production d'hydrogène. L'incidence nette se définit comme la somme des émissions supplémentaires générées par la production d'électricité, moins les émissions évitées grâce au remplacement de l'essence. Dans tous les cas, des facteurs d'émissions sur le cycle entier ont été utilisés pour obtenir une empreinte plus complète de l'utilisation des combustibles. Par conséquent, même si les résultats sont présentés à l'échelle provinciale ou fédérale, les émissions générées ou évitées pourraient être représentatives de territoires de plus grande étendue (Canada par rapport à province, étranger par rapport au Canada). Ainsi, les facteurs d'émissions retenus dans le cas du charbon comprennent les activités en amont et la combustion; cependant, le charbon brûlé en Ontario pourrait avoir été produit et traité dans les provinces de l'Ouest ou aux États-Unis.

Comme prévu, les provinces tributaires des combustibles fossiles ne s'en tirent pas aussi bien que les provinces qui utilisent plutôt des centrales hydroélectriques, des centrales nucléaires ou un parc électrogène plus diversifié, pour ce qui est de l'incidence de la production d'hydrogène électrolytique. Dans les provinces qui produisent déjà peu d'émissions, le volume des émissions supplémentaires par unité d'hydrogène est moindre. Cependant, peu importe la composition du parc électrogène provincial, le volume d'émissions des véhicules légers à essence remplacé par unité d'hydrogène ne varie pas. Donc, du point de vue de l'environnement, c'est dans les provinces les moins polluantes qu'on a le plus de chances de réaliser des réductions d'émissions en adoptant l'hydrogène comme carburant. Cependant, étant donné qu'il faudrait mettre en place une infrastructure de ravitaillement en hydrogène partout au pays, il faut en outre tenir compte des variations nettes à l'échelle du pays.

La Figure S-1montre les variations des émissions de GES par province en 2020 dans le scénario P1 accéléré. Ces résultats sont représentatifs de toutes les simulations de la phase 1. Si l'on tient compte des émissions évitées par remplacement de l'essence et si on présume que toutes les provinces produisent de l'hydrogène, la réduction nette des émissions de GES au Canada se situerait à 1,1 et 2,2 Mt en 2020 selon les scénarios P1 incrémental et P2 accéléré respectivement. Autrement dit, les émissions de GES associées à l'essence remplacée par l'hydrogène dépassent, à l'échelle du pays, les émissions associées à l'électricité nécessaire à la production de cet hydrogène.

En interprétant les résultats obtenus dans les phases 1 et 2 pour les émissions de GES, le lecteur est prié de noter que ces prévisions d'émissions sont basées sur des facteurs d'émissions calculés sur le cycle entier et appliqués au parc électrogène qui fournit l'électricité nécessaire à l'électrolyse au cours des périodes considérées (en période de pointe et dans les heures creuses). S'il est vrai que les émissions évitées par remplacement de l'essence pourraient compenser ces émissions calculées, les émissions totales de GES du secteur de l'électricité pourraient augmenter par rapport au scénario de référence, par suite de la production de l'électricité supplémentaire nécessaire au

procédé de l'électrolyse. L'incidence globale de la seule production d'électricité supplémentaire sur les émissions pancanadiennes ne faisait pas l'objet de l'étude, et voilà pourquoi il n'en a pas été tenu compte dans l'analyse.

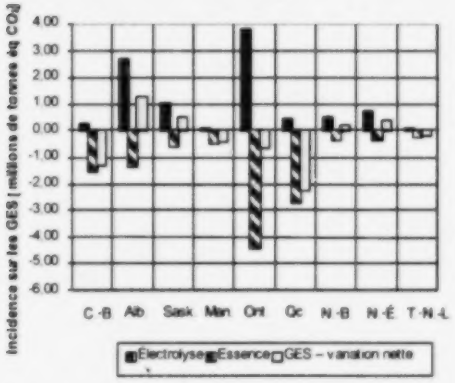


Figure S- 1 Incidence sur les GES dans le scénario P1 accéléré en 2020

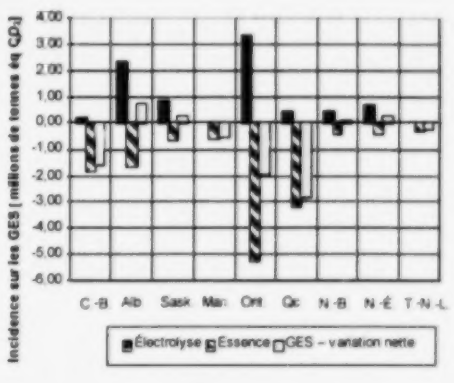


Figure S- 2 Incidence sur les GES dans le scénario P2 accéléré en 2020

La figure S-2 illustre l'incidence nette sur les émissions de GES. Dans les scénarios P2 incrémental et P2 accéléré, la réduction nette des émissions de GES au Canada en 2020 se situerait à 2,9 et 5,6 Mt CO_2, respectivement.

Compte tenu des hypothèses utilisées dans la phase 1 de l'analyse, le seuil d'intensité des émissions générées par la production d'électricité pour que l'incidence sur les GES soit positive est de 0,44 t éq CO_2/MWh en 2010 et de 0,42 t éq CO_2/MWh en 2020. Ce seuil représente les émissions équivalentes produites par la combustion de l'essence. Les réseaux provinciaux à prédominance de centrales à gaz naturel n'atteignent pas ces seuils. Pour que la production d'hydrogène par électrolyse soit rentable, il faut donc que le réseau comporte un certain nombre de centrales hydroélectriques ou nucléaires ou d'autres sources non polluantes. Cependant, dans la phase 2, le seuil augmente à 0,53 t éq CO_2/MWh parce que, entre autres hypothèses, on a inclus les camions légers. Les figures S-3 et S-4 montrent l'intensité des émissions de GES dans les neuf provinces étudiées par rapport à l'objectif de 0,42 t éq CO_2/MWh en 2020 prévu dans la phase 1 et à l'objectif de 0,53 t éq CO_2/MWh prévu dans la phase 2.

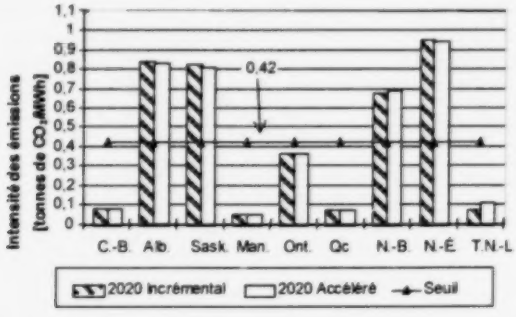


Figure S- 3 Intensité des émissions de la production d'électricité, phase 1

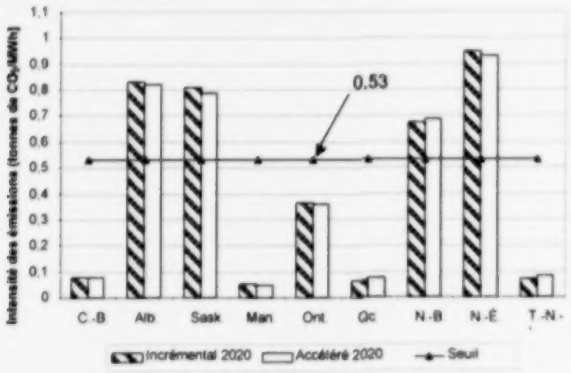


Figure S- 4 Intensité des émissions de la production d'électricité, phase 2

Dans la phase 1, les prix de gros de l'électricité augmentent de 15 p. 100 dans le scénario P1 incrémental et de plus de 20 p. 100 dans le scénario P1 accéléré, en 2020. L'ampleur de l'impact dans chaque province dépend de la façon dont elle choisit de répondre à la demande supplémentaire. Dans nombre de régions, le supplément est fourni par des centrales à gaz existantes ou nouvelles. La période du jour au cours de laquelle l'électricité supplémentaire est produite a une incidence sur le prix moyen de la journée en question. Dans l'analyse de la phase 1, il a été présumé que l'électricité supplémentaire serait produite uniquement au cours des périodes creuses. Lorsque cette demande supplémentaire entraîne la mise en service d'une installation marginale, comme une centrale à gaz, qui n'était pas utilisée auparavant au cours de cette période de la journée, le coût de production marginal augmente durant cette période. En outre, les régions lourdement tributaires des importations subissent les contrecoups des prix plus élevés réalisés dans les régions qui leur fournissent de l'électricité dans les scénarios de production d'hydrogène et, par le fait même, réalisent elles-mêmes des prix annuels moyens plus élevés.

Dans la phase 2, les prix de gros augmentent dans toutes les provinces d'un peu plus de 10 p. 100 en 2020 dans le scénario P2 incrémental et de presque 15 p. 100 en 2020 dans le scénario P2 accéléré. Comme dans la phase 1, la production supplémentaire est fournie par des centrales à gaz existantes ou nouvelles, qui déterminent l'incidence sur le prix.

Étant donné que l'adoption de l'hydrogène dépendra de son coût par rapport à l'essence, les coûts de l'électricité ont été normalisés en fonction des unités d'essence équivalentes (phases 1 et 2). Il a été constaté que le prix de l'électricité servant à produire l'hydrogène nécessaire pour remplacer un litre d'essence se situe entre 0,33 $/kg H_2 (en Ontario) et 0,24 $/kg H_2 (au Manitoba) dans la phase 1. La Figure S- 5 montre les résultats obtenus dans les deux scénarios. Par rapport à la moyenne nationale du prix du marché de l'essence qui avait cours au moment de l'analyse (janvier 2004) – 0,46 $/L avant taxe et 0,77 $/L après taxe –, l'hydrogène semble constituer une option rentable. Dans la phase 2, les prix normalisés varient de 0,19 $/kg H_2 à Terre-Neuve-et-Labrador et au Manitoba à 0,25 $/kg H_2 en Ontario dans le scénario P2 accéléré, en 2020. La Figure S- 6 indique les résultats à l'échelle régionale.

Il est important de signaler que les prix présentés ci-dessus ne comprennent pas les coûts associés au stockage et à la distribution de l'hydrogène au détail. Ces coûts, qui pourraient être appréciables, n'ont pas été inclus dans l'analyse.

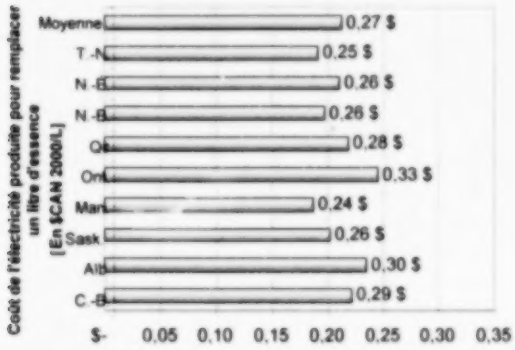


Figure S- 5 *Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence* (Scénario P1 accéléré en 2020)

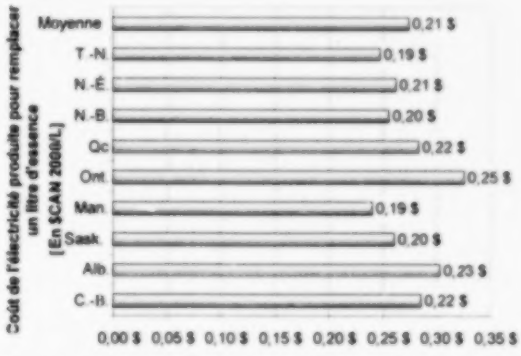


Figure S- 6 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence (Scénario P2 accéléré en 2020)

Pour la phase 2, deux analyses de sensibilité ont été exécutées dans chacun des scénarios, ajoutant quatre variantes aux scénarios incrémental et accéléré de référence précités. L'analyse de la sensibilité à un prix élevé du carbone a montré qu'un prix de 53,33 $CAN/t CO_2 (40 $US/t) était suffisamment élevé pour inciter les provinces tributaires des combustibles fossiles à abandonner le charbon au profit du gaz ou de l'hydroélectricité, ou encore à importer de l'électricité des provinces moins polluantes. Ce phénomène se traduit par une forte hausse des réductions nettes des émissions de GES dans tout le Canada par rapport au scénario de référence : 9,0 Mt éq CO_2 dans le scénario variantiel P2 accéléré à prix élevé du carbone en 2020, contre 5,6 Mt dans le scénario P2 accéléré de référence (hors pointe) en 2020. La mise en place d'une nouvelle capacité conjuguée à la dépendance à l'égard d'un combustible plus coûteux augmente la moyenne annuelle des prix de l'électricité de plus de 80 p. 100 dans certaines provinces, comparativement au scénario P2 accéléré de référence. Comme l'illustre la figure S- 7, le coût normalisé de l'électricité varie de 0,23 $/kg H_2 en Colombie-Britannique à 0,37 $/kg H_2 en Saskatchewan, ce qui demeure au-dessous du prix du marché de l'essence en janvier 2004.

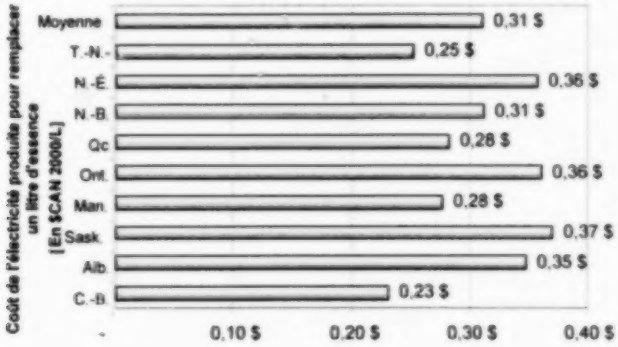


Figure S- 7 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence dans le scénario P2 accéléré de sensibilité à un prix élevé du carbone en 2020

L'autre scénario variantiel, qui visait à déterminer la sensibilité à la période du jour, permet de saisir l'incidence d'une hausse non seulement de la demande d'électricité, mais de la demande de pointe. Dans ces cas-là, la demande d'électricité supplémentaire attribuable à la production d'hydrogène électrolytique a été étalée sur toutes les heures de la journée, plutôt que concentrée dans les heures creuses uniquement. L'analyse devait rendre compte de la nécessité de produire et de distribuer de l'hydrogène pour les besoins des transports tout au long de la journée, plutôt que juste la nuit. Le parc électrogène utilisé dans ce scénario variantiel était très semblable à celui que l'on prévoyait dans le scénario de référence correspondant. Cependant, une légère amélioration de l'incidence nette sur les émissions de GES a été constatée, soit une réduction totale de 6,1 Mt CO_2 pour tout le Canada, contre 5,6 Mt CO_2 dans le scénario P2 accéléré de référence en 2020. Cet écart en faveur du scénario de sensibilité à la période du jour est attribuable à la plus grande diversité du parc électrogène utilisé pour produire l'électricité supplémentaire, qui consomme moins de combustibles fossiles. Dans ce scénario de sensibilité, les prix de l'électricité subissent une augmentation moyenne de 3,5 p. 100, comme l'illustre la Figure S- 8.

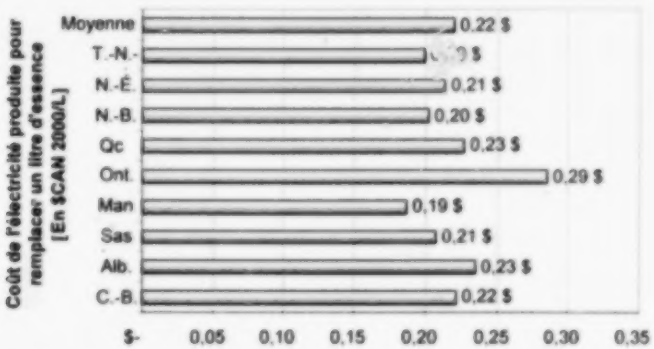


Figure S- 8 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence dans le scénario P2 accéléré de sensibilité à la période du jour en 2020

TABLE DES MATIÈRES

1 Introduction 1-2
1.1 Contexte 1-2
1.2 Méthodologie 1-4
1.2.1 Objectif et portée 1-4
1.2.2 Approche 1-5
2 Phase 1 2-1
2.1 Élaboration des scénarios de la phase 1 2-1
2.1.1 Scénarios de l'économie de l'hydrogène 2-1
2.2 Hypothèses de la phase 1 – Principaux intrants du modèle 2-2
2.2.1 Calcul de la consommation d'essence 2-2
2.2.2 Conversion de la consommation d'essence en consommation d'hydrogène 2-4
2.2.3 Conversion de la production d'hydrogène en demande d'électricité 2-4
2.3 Résultats de la phase 1 2-7
2.3.1 Résultats : Scénarios P1 incrémental et P1 accéléré – Demande hors pointe 2-7
2.4 Conclusions de la phase 1 2-24
3 Phase 2 3-1
3.1 Élaboration des scénarios de la phase 2 3-1
3.1.1 Scénarios de l'économie de l'hydrogène 3-2
3.2 Hypothèses de la phase 2 – Principaux intrants du modèle 3-3
3.2.1 Calcul de la consommation d'essence équivalente 3-3
3.2.2 Calcul de la consommation d'hydrogène équivalente 3-4
3.2.3 Conversion de la demande d'hydrogène en demande d'électricité 3-5
3.3 Résultats de la phase 2 3-8
3.3.1 Résultats : Scénarios P2 incrémental et P2 accéléré hors pointe 3-8
3.3.2 Analyses de sensibilité 3-24
3.4 Conclusion de la phase 2 3-44
4 Conclusions 4-1
5 Référence 5-1

INDEX DES FIGURES

Figure 1-1 Le modèle de planification intégré IPM® 1-7
Figure 1-2 Structure géographique – Provinces modélisées 1-8
Figure 1-3 Capacité des interconnexions de transport durant l'été (MW) 1-10
Figure 1-4 Capacité des interconnexions de transport durant l'hiver (MW) 1-11
Figure 1-5 Demande d'électricité par province, dans le scénario de base, en 2020**Error! Bookmark not defined.**
Figure 1-6 Composition du parc électrogène provincial, dans le scénario de base en 2020 1-12
Figure 2-1 Répartition régionale des véhicules légers 2-3
Figure 2-2 Phase 2 - Pourcentage d'augmentation de la demande d'électricité par rapport au scénario de base, en 2010 2-5
Figure 2-3 Phase 1 - Pourcentage d'augmentation de la demande d'électricité par rapport au scénario de base, en 2020 2-5
Figure 2-4 Phase 1 - Demande horaire rajustée en Colombie-Britannique, en 2020 2-6
Figure 3-1 Pourcentage d'augmentation de la demande par rapport au scénario de base en 2010 – P2 hors pointe 3-6
Figure 3-2 Pourcentage d'augmentation de la demande par rapport au scénario de base en 2020 – P2 hors pointe 3-6
Figure 3-3 Demande horaire rajustée en Colombie-Britannique, en 2020, phase 1 3-7
Figure 3-4 Émissions évitées grâce au remplacement de l'essence (par province) 3-13
Figure 3-5 P2 Émissions de GES associées à l'augmentation de la demande d'électricité, dans les scénarios P2 3-16

Figure 3-6 P2 Impacts nets (remplacement de l'essence et augmentation de la consommation d'électricité) de la substitution de l'hydrogène sur les émissions de GES 3-18
Figure 3-7 Intensité des émissions par région, dans les scénarios P2 hors pointe 3-19
Figure 3-8 Prix de l'énergie, par province, dans les scénarios P2 en 2020 3-20
Figure 3-9 Pourcentage de variation du prix annuel moyen de l'énergie dans les scénarios P2 de 2020, par rapport au scénario de base 3-21
Figure 3-10 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 incrémental hors pointe en 2020 3-22
Figure 3-11 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 accéléré hors pointe en 2020 3-22
Figure 3-12 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence dans le scénario P2 incrémental hors pointe en 2020 3-23
Figure 3-13 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence dans le scénario P2 accéléré hors pointe en 2020 3-23
Figure 3-14 Émissions de GES associées à l'augmentation de la demande d'électricité dans le scénario variantiel à prix élevé du carbone 3-26
Figure 3-15 P2 Impact net (remplacement de l'essence et augmentation de la consommation d'électricité) de la production d'hydrogène sur les émissions de GES 3-28
Figure 3-16 Variation des prix de l'énergie en 2020, par province – scénario P2 incrémental de base vs scénario variantiel à prix élevé du carbone 3-30
Figure 3-17 Variation des prix de l'énergie en 2020, par province – scénario P2 accéléré de base vs scénario variantiel à prix élevé du carbone 3-30
Figure 3-18 Pourcentage de variation de la moyenne annuelle des prix de l'énergie dans les scénarios variantiels à prix élevé du carbone en 2020, par rapport aux scénarios de base ... 3-31
Figure 3-19 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 incrémental à prix élevé du carbone en 2020 3-33
Figure 3-20 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 accéléré à prix élevé du carbone en 2020 . 3-33
Figure 3-21 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence en 2020 (scénario P2 incrémental à prix élevé du carbone en 2020) 3-34
Figure 3-22 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence (scénario P2 accéléré à prix élevé du carbone en 2020) 3-34
Figure 3-23 Émissions de GES associées à l'augmentation de la demande d'électricité 3-36
Figure 3-24 P2 Impact net, sur les émissions de GES, de la substitution de l'hydrogène à l'essence et de l'augmentation de la consommation d'électricité dans le scénario de sensibilité à la période du jour 3-38
Figure 3-25 Prix de l'énergie dans les provinces en 2020 – Scénario P2 incrémental de base vs scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour 3-40
Figure 3-26 Prix de l'énergie dans les provinces en 2020 – Scénario P2 accéléré de base vs P2 accéléré de sensibilité à la période du jour 3-41
Figure 3-27 Pourcentage de variation de la moyenne annuelle des prix de l'énergie en 2020 par rapport aux scénarios P2 de base 3-41
Figure 3-28 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour en 2020 3-42
Figure 3-29 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 accéléré de sensibilité à la période du jour en 2020 3-42
Figure 3-30 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence (scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour en 2020) 3-43
Figure 3-31 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence (scénario P2 accéléré de sensibilité à la période du jour en 2020) 3-43

INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1-1 Taux de croissance annuel moyen de la demande de pointe, par province 1-11
Tableau 1-2 Taux de croissance annuel moyen de la demande d'énergie, par province 1-11
Tableau 2-1 Taux de pénétration dans le parc de véhicules légers, dans les scénarios de la phase 1 2-3
Tableau 2-2 Consommation de carburant du parc des véhicules à passagers au Canada, phase 1 2-4
Tableau 2-3 Électricité supplémentaire nécessaire à la production de l'hydrogène, par région [GWh] 2-4
Tableau 3-1 Tests du modèle au cours de la phase 2 3-1
Tableau 3-2 Taux de pénétration de l'hydrogène dans le marché des véhicules légers, dans les scénarios de la phase 2 3-4
Tableau 3-3 Consommations de carburant dans la phase 2 3-4
Tableau 3-4 Quantité d'électricité supplémentaire nécessaire à la production de l'hydrogène, par région [MWh] 3-5
Tableau 3-5 Ventilation de la production d'électricité servant à la fabrication de l'hydrogène, par type de combustible et par région (Scénario P2 incrémental hors pointe en 2020) 3-9
Tableau 3-6 Ventilation de la production d'électricité servant à la fabrication de l'hydrogène, par type de combustible et par région (Scénario P2 accéléré hors pointe en 2020) 3-9
Tableau 3-7 Facteurs d'émissions de GES associés à l'utilisation de l'essence dans les voitures (Cycle entier) 3-11
Tableau 3-8 Facteurs d'émissions de GES associés à l'utilisation de l'essence dans les camions légers (Cycle entier) 3-11
Tableau 3-9 Facteurs d'émissions de GES associés à la combustion stationnaire, phase 2 3-14
Tableau 3-10 Impacts, sur les émissions de GES, de la substitution de l'hydrogène dans le scénario P2 incrémental hors pointe (CO_2) 3-17
Tableau 3-11 Impacts, sur les émissions de GES, de la substitution de l'hydrogène dans le scénario P2 accéléré hors pointe (CO_2) 3-17
Tableau 3-12 Répartition de la production d'électricité affectée à la fabrication de l'hydrogène, par source d'énergie et région (Scénario P2 incrémental à prix élevé du carbone en 2020) 3-24
Tableau 3-13 Répartition de la production d'électricité affectée à la fabrication de l'hydrogène, par source d'énergie et région (Scénario P2 accéléré à prix élevé du carbone en 2020) 3-25
Tableau 3-14 Impact de la substitution de l'hydrogène – scénario P2 incrémental à prix élevé du carbone (CO_2) 3-29
Tableau 3-15 Impact de la substitution de l'hydrogène – scénario P2 accéléré à prix élevé du carbone (CO_2) 3-29
Tableau 3-16 Répartition de la production par type de sources d'énergie et par région dans les secteurs de production d'hydrogène (Scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour en 2020) 3-35
Tableau 3-17 Répartition de la production par type de source d'énergie et par région dans le secteur de la production d'hydrogène (Scénario P2 accéléré de sensibilité à la période du jour en 2020) 3-35
Tableau 3-18 Impact de la substitution de l'hydrogène dans le scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour (CO_2) 3-39
Tableau 3-19 Impact de la substitution de l'hydrogène dans le scénario P2 accéléré de la sensibilité à la période du jour (CO_2) 3-39

ABRÉVIATIONS

AEO – Annual Energy Outlook (U.S Department of Energy/Energy Information Administration)
CLFA – Combustion en lit fluidisé sous pression atmosphérique
GAM – Groupe de l'analyse et de la modélisation
Btu – British Thermal Units
CAN – Canadien
CC – Cycle combiné
TIC – Taux d'intérêt sur le capital
CERI – Canadian Energy Research Institute
SCF – Service canadien des forêts
CHP – Production combinée de chaleur et d'électricité
CNA – Association nucléaire canadienne
CO_2 – Dioxyde de carbone
éq CO_2 – Équivalent en dioxyde de carbone
TC – Turbine à combustion
ACPCT – Alliance canadienne sur les piles à combustible dans les transports
ECAR – East Central Area Reliability Coordination Agreement
EIA – Energy Information Administration (É.-U.)
EPA – Environmental Protection Agency (É.-U.)
FERC – Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)
DGC – Désulfuration des gaz de combustion
CEFF – Coûts fixes d'exploitation et d'entretien
Gj – Gigajoules
GW – Gigawatt
GWh – Gigawattheure
Hg – Mercure
PCS – Pouvoir calorifique supérieur
MCI – Moteur à combustion interne
IDC – Intérêt durant la construction
CCGI – Cycle combiné à gazéification intégrée
IPM® – Integrated Planning Model
PEI – Producteur d'électricité indépendant
kg – kilogramme
kW – kilowatt
kWh – kilowattheure
LSFO – Oxydation forcée au calcaire
MAPP – Mid-continent Area Power Pool
MEL – Chaux bonifiée au magnésium
MERS – Stratégie de réduction des émissions atmosphériques reliées à plusieurs substances polluantes
mills – millième de dollar
MJ – mégajoules
MMBtu – Million de Btu
MW – Mégawatt
MWh – Mégawattheure
NANGAS® – North American Natural Gas Analysis System
PNCC – Processus national sur le changement climatique
ONE – Office national de l'énergie (Canada)
NEEDS – National Electric Energy System (É.-U.)
NERC – North American Electric Reliability Council
NO_x – Oxydes d'azote
NPCC – Northeast Power Coordinating Council
RNCan – Ressources naturelles Canada
FE – Fonctionnement et entretien
MP – Matières particulaires
NPER – Normes de portefeuille d'énergies renouvelables
GTEE – Groupe de travail sur les études et les évaluations
SCR – Réduction catalytique sélective
SNCR – Réduction non catalytique sélective
RMV – Reformage du méthane à la vapeur
SO_2 – Dioxyde de soufre
t – tonne métrique
CVEE – Coûts variables d'exploitation et d'entretien
EPEE – Encouragement à la production d'énergie éolienne
WSCC – Western Systems Coordinating Council

1 INTRODUCTION

1.1 CONTEXTE

Dans le *Rapport 2001 sur l'inventaire des émissions de gaz à effet de serre (GES) du Canada*[1], les auteurs signalent que les émissions produites par les véhicules dans le secteur des transports s'élèvent à 187 000 Kt d'équivalent CO_2 (éq CO_2), soit environ 25 p. 100 du total canadien. La forte dépendance du secteur des transports à l'égard des combustibles fossiles est un problème auquel le Canada doit donc s'attaquer s'il veut réduire ses émissions annuelles de GES. Aussi, dans son *Plan d'action 2000 sur le changement climatique*, le gouvernement du Canada a-t-il créé plusieurs programmes pour limiter les émissions de GES et diminuer la consommation de combustibles fossiles dans ce secteur, d'une part en réduisant la consommation de carburant des véhicules et, d'autre part, en investissant dans le développement de nouveaux carburants et de nouvelles technologies.

Dans l'un de ces programmes, le gouvernement fédéral a créé l'Alliance canadienne sur les piles à combustible dans les transports (ACPCT), une initiative d'une durée de cinq ans dotée d'un budget de 23 millions de dollars. L'ACPCT a pour principal objectif de stimuler le progrès des technologies de l'hydrogène et des piles à combustible et de réduire les émissions de GES en mettant en place une infrastructure de production d'hydrogène et de ravitaillement à l'intention des véhicules mus par des piles à combustible.

L'hydrogène est un vecteur d'énergie, ou un moyen de stocker l'énergie. Aujourd'hui, 95 p. 100 de l'hydrogène gazeux est utilisé comme gaz industriel au site de production; 60 p. 100 de l'hydrogène produit dans le monde sert à la fabrication d'ammoniac, 23 p. 100 au raffinage des hydrocarbures et 9 p. 100 à la production du méthanol[2]. Contrairement au charbon ou au gaz naturel, l'hydrogène ne peut être extrait directement du sol par forage ou autrement. Il existe diverses méthodes de production, qui sont toutes énergivores, notamment le reformage du méthane à la vapeur, la gazéification du charbon, l'oxydation partielle des hydrocarbures, la gazéification de la biomasse, la pyrolyse de la biomasse, l'électrolyse et la photo-électrolyse.

Les deux techniques de production d'hydrogène les mieux connues et les plus employées à l'échelle commerciale sont le reformage du méthane à la vapeur (RMF) et l'électrolyse. Le RMF est un procédé très développé (assurant actuellement 80 p. 100 de la production mondiale d'hydrogène) et entièrement commercialisé dans lequel on emploie de la vapeur à haute température (+700 °C) en présence d'un catalyseur pour effectuer le craquage du méthane. Cependant, comme elle consomme des combustibles à base d'hydrocarbures, cette technologie continuera à poser des problèmes liés à l'épuisement des ressources et aux émissions de GES.

Dans le procédé d'électrolyse, l'hydrogène est produit par une réaction électrochimique entre l'électricité et l'eau. En faisant circuler un courant électrique entre deux électrodes métalliques plongées dans l'eau, on obtient de l'hydrogène très pur à l'électrode négative et de l'oxygène à l'électrode positive. Le grand avantage de cette technique est la stabilité avec laquelle elle assure sur place une production d'hydrogène répartie, à petite échelle, éliminant la nécessité d'une infrastructure imposante et d'un vaste dispositif de stockage ou de transport. Elle permet donc la production d'hydrogène aux postes de ravitaillement, dans les maisons et dans les immeubles commerciaux. En outre, conjuguée à l'énergie renouvelable, l'hydrogène peut être produit par électrolyse sans générer d'émissions.

[1] Environnement Canada, 2003.
[2] Reed, 2002.

Cet avantage environnemental, toutefois, ne se concrétisera que si le consommateur estime raisonnable le coût de production de l'hydrogène électrolytique. En outre, il faut tenir compte de l'incidence sur l'environnemen, plus précisément l'incidence nette sur les émissions de carbone, qui se mesure d'après les émissions liées à l'essence remplacée par l'hydrogène et les émissions générées par la production de l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène. Le coût de la production d'hydrogène dépendra en grande partie du coût de l'électricité et, par conséquent, des caractéristiques des réseaux de production provinciaux. Le parc électrogène d'une province, ou la combinaison de sources d'énergie affectées à la production de l'électricité, sera un facteur déterminant du coût de production et de l'incidence environnementale nette. Afin de déterminer la rentabilité de la production d'hydrogène à l'échelle régionale, il faut donc prévoir la réaction du parc électrogène de chaque province à l'augmentation de la demande d'électricité pour alimenter le procédé d'électrolyse et aux variations des prix provinciaux de l'électricité. En raison de la nature du secteur des transports, cependant, ce résultat doit être envisagé à l'échelle pancanadienne.

Les auteurs du présent rapport évaluent la possibilité de produire économiquement de l'hydrogène par voie d'électrolyse au Canada dans le secteur de la production d'électricité. L'analyse vise à soutenir Ressources naturelles Canada et l'ACPCT dans leurs efforts constants pour évaluer la viabilité de la filière électrolytique comme méthode de production d'hydrogène, à savoir déterminer la production d'électricité dans chaque province de même que les coûts et les émissions de GES qui y sont liés, dans le contexte d'une augmentation de la demande attribuable à la production d'hydrogène. Au cours de la phase 1, les analystes se sont employés à construire et à exécuter un modèle du secteur de la production d'électricité au Canada, puis à établir des ordres de grandeur. Dans la phase 2, les travaux ont consisté surtout à affiner les hypothèses issues de la phase 1 et à exécuter les nouveaux scénarios en fonction de plusieurs variables. L'analyse englobe les résultats des phases 1 et 2 pour les années de référence 2010 et 2020 (prévisions à moyen et à long terme), obtenus en utilisant plusieurs scénarios de la demande d'hydrogène.

Dans la phase 1, deux scénarios correspondant à différents taux de pénétration des véhicules mus par des piles à hydrogène ont été retenus. Ils sont désignés « incrémental » et « accéléré ».

- Dans le scénario « incrémental », des taux de pénétration de 0,5 p. 100 et 6 p. 100 ont été adoptés en 2010 et 2020, respectivement.
- Dans le scénario « accéléré », des taux de pénétration de 1,8 p. 100 et 11,5 p. 100 ont été adoptés en 2010 et 2020, respectivement.

Dans la phase 2, les analystes ont précisé les paramètres issus de la phase 1 pour rendre plus réalistes les taux d'adoption des véhicules mus par des piles à hydrogène, comme le définit le groupe de travail sur les études et les évaluations (GTEE) de l'ACPCT; les véhicules à hydrogène ont également été répartis en deux catégories (voitures et camions légers), de même que la consommation d'essence, la consommation d'hydrogène et la production d'électricité nécessaire à la production de l'hydrogène électrolytique.

- Dans le scénario « incrémental », des taux de pénétration de 0,1 p. 100 et 6,0 p. 100 ont été retenus en 2010 et 2020, respectivement.
- Dans le scénario « accéléré », des taux de pénétration de 0,2 p. 100 et 11,5 p. 100 ont été retenus en 2010 et 2020, respectivement.

En plus de réviser les deux scénarios de référence, le GTEE a effectué deux analyses de sensibilité dans chacun des scénarios de référence de la phase 2. Les variables analysées sont les suivantes :

- Un prix du carbone élevé, soit de 53,33 $CAN/tonne de CO_2 (40 $US/tonne de CO_2).
- L'étalement de la demande d'électricité supplémentaire nécessaire à l'électrolyse sur toute la durée du jour (y compris les heures de pointe), plutôt que de la concentrer dans les périodes creuses, comme c'est le cas dans les scénarios de référence.

Dans les deux phases, l'analyse a été exécutée au moyen du modèle de planification intégré (IPM®) mis au point par ICF Consulting. Les auteurs se sont servis de ce modèle pour extrapoler les ajouts à la capacité, la production, les émissions et les prix de l'électricité dans chacune des provinces à l'étude, d'après la demande supplémentaire prévue dans chacun des scénarios de référence et de sensibilité.

Les extrants du modèle IPM® issus des phases 1 et 2 ont permis d'établir la rentabilité relative et l'incidence environnementale d'une augmentation de la demande d'électricité pour la production d'hydrogène, et par le fait même, l'incidence sur les coûts et les émissions de GES à l'échelle provinciale en rapport avec la production d'hydrogène.

Ces analyses servent de fondement à d'autres analyses des taux d'adoption de l'hydrogène, des réseaux provinciaux de production d'énergie et de l'utilisation de l'hydrogène pour réduire les émissions de carbone au Canada.

1.2 MÉTHODOLOGIE

Au cours des phases 1 et 2, les analystes ont évalué le secteur de la production d'électricité au Canada et tenté de représenter sa structure diversifiée et unique à l'échelle régionale, dans plusieurs scénarios liés à la production d'hydrogène. L'évaluation des possibilités et du coût éventuel d'une infrastructure de production d'hydrogène se situait en dehors du cadre de l'étude, et c'est pourquoi les analystes ne s'y sont penchés ni dans la phases 1 ni dans la phase 2. Dans la présente section, nous décrivons le cadre d'analyse qui a servi à évaluer le réseau de production au Canada ainsi que les particularités régionales en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve-et-Labrador.

1.2.1 Objectif et portée

Le projet (phase 1 et phase 2) a pour objectif général d'analyser l'incidence possible, sur les émissions de GES et les coûts de consommation au Canada, de la production d'électricité supplémentaire pour produire (par électrolyse de l'eau) et distribuer l'hydrogène nécessaire aux piles à combustible dans le secteur des transports. La méthode utilisée à cette fin comportait trois étapes :

1. Quantifier la demande d'électricité supplémentaire nécessaire pour répondre aux besoins en hydrogène, selon les taux de pénétration prévus des véhicules mus par des piles à combustible dans le parc automobile du Canada (les facteurs propres à la phase 1 et à la phase 2 sont exposés dans les sections 2 et 3).
2. Exécuter le modèle IPM® à partir des données issues de la phase 1, afin de déterminer la réaction des marchés provinciaux de l'électricité à cette augmentation de la demande (voir ci-dessous).
3. Quantifier l'iincidence sur les émissions de GES, en appliquant des facteurs d'émissions sur le cycle de vie aux extrants des modèles du secteur de la production d'électricité, par type de capacité (les facteurs propres aux phases 1 et 2 sont exposées dans les sections 2 et 3).

Les analystes ont fixé les balises suivantes :

- Seuls les marchés de l'électricité ont été examinés dans l'étude. Les analystes n'ont pas tenu compte des coûts liés à l'infrastructure de production d'hydrogène ni du coût de l'eau utilisée dans l'électrolyse (9 L/kg H_2).
- Les modèles de neuf des provinces canadiennes prévoient des interconnexions de transport d'électricité. L'Île-du-Prince-Édouard ne fait pas partie du groupe, car elle importe la majeure

partie de son électricité et dispose d'une capacité de transport limitée. Les territoires n'ont pas été inclus non plus, vu que la structure de leur secteur de l'électricité est nettement différente de celle des autres régions du pays.

- Les analyses ont retenu les années de référence 2010 et 2020, qui correspondent à des horizons de 10 et 20 ans, respectivement.
- Les facteurs d'émissions utilisés à l'étape 3 ont été calculés sur le cycle de vie. Les émissions de GES pourraient donc être remplacées ailleurs que dans la région ou le pays où l'électricité est consommée. C'est le cas, par exemple, lorsque le lieu de production ou de raffinage est différent du lieu de consommation.

1.2.2 Approche

Pour analyser l'incidence de la hausse de la demande d'électricité sur les marchés provinciaux de l'énergie et les émissions de CO_2, les analystes ont posé un certain nombre d'hypothèses de base communes aux deux phases du projet.

- Le régime de ravitaillement en carburant est supposé constant pendant toute la période à l'étude. L'information sur les prévisions de la consommation de carburant en 2010 et en 2020 a été fournie par Ressources naturelles Canada.
- Les taux de pénétration (appliqués à l'ensemble du parc automobile) englobent d'autres types de véhicules.
- Seuls les véhicules légers[3] ont été retenus dans l'analyse, et on suppose que tous les véhicules fonctionneront à l'essence.
- Le scénario de référence du modèle IPM® a été construit en janvier 2003 d'après l'information la plus récente alors dans le domaine public, et représente un scénario du statu quo. Il présume un maintien de la demande actuelle d'électricité, établie d'après des sources indépendantes, sans prévoir une augmentation attribuable à la production d'hydrogène.

Compte tenu de la diversité du secteur de l'électricité au Canada de même que du perfectionnement des outils et du niveau des analyses dont dispose ce secteur, les travaux de modélisation effectués dans le cadre du projet qui nous occupe doivent reposer sur une représentation détaillée du secteur et rendre compte des opérations qui interviennent entre les sources et entre les provinces. Le cadre de l'analyse devait nous permettre de reconnaître les possibilités de croissance qui s'offrent à l'échelle régionale dans le secteur de l'électricité, tout en tenant compte des contraintes, des règlements et des lignes directrices qui s'appliquent. En outre, il fallait que nous puissions déterminer la réaction du secteur de l'électricité aux variations prévues du marché de l'électricité dans le temps, qu'il s'agisse de la capacité ou d'autres facteurs susceptibles d'influer sur les activités sectorielles. De plus, l'analyse devait reconnaître les variations fines des régimes d'exploitation et des décisions d'investissement (notamment en matière d'énergies renouvelables et de rééquipement) ainsi que les méthodes de limitation des émissions et les nouvelles technologies.

Pour satisfaire à ces exigences, ICF a employé le modèle IPM® afin de prévoir les prix de l'électricité et les choix de régime d'exploitation, par province. L'exercice n'avait pas pour but de produire des valeurs précises des émissions de GES ni de prévoir avec exactitude les coûts de l'électricité par unité d'hydrogène produite. Il s'agissait plutôt de se doter d'un outil qui nous permettrait d'avoir une idée des incidences possibles, dans différentes perspectives stratégiques, et d'évaluer l'incidence des changements qui se produisent avec le temps dans les politiques, les technologies et les prix des carburants.

[3] Définis comme des véhicules dont la masse est égale ou inférieure à 10 000 lb. Dans la phase 1, seules les voitures ont été considérées. Dans la phase 2, le parc automobile englobait les voitures et les camions légers.

ICF a commencé par établir un scénario de « contrôle » ou de « référence » (souvent appelé scénario de statu quo). Celui-ci allait servir de base de comparaison à des scénarios variantiels avec lesquels on chercherait à déterminer l'incidence d'une variation des hypothèses concernant l'accroissement de la demande d'électricité attribuable à la production d'hydrogène électrolytique. Les principales hypothèses retenues dans le scénario de référence sont exposées plus loin dans la présente section et à l'appendice A. Lorsque les hypothèses du scénario de référence et les variantes présentent une bonne cohérence interne, l'écart entre le scénario de référence et le scénario variantiel représente l'incidence de la variable clé. Dans les scénarios de référence, la variable clé était l'augmentation de la demande d'électricité attribuable à la production, par voie d'électrolyse, de l'hydrogène nécessaire pour alimenter les véhicules légers.

Méthodologie d'analyse et modèle de planification intégré (IPM®)

IPM® est un modèle fin d'établissement des coûts de production et d'expansion de capacité dans le secteur de l'électricité, qui intègre les facteurs techniques et économiques et rend compte simultanément de la conjoncture sur les marchés de gros de l'électricité, des carburants et de l'environnement. Ce modèle détermine la façon la moins coûteuse de répondre à une demande d'électricité dans les conditions qui existeront au cours de la période à l'étude. La Figure 1-1 représente graphiquement les principaux intrants et extrants du modèle IPM®. Les boîtes situées au sommet et sur les côtés du diagramme représentent les intrants et les contraintes du modèle, notamment la capacité de transport entre les régions, le coût et le rendement des ajouts de capacité ainsi que les contraintes imposées par la réglementation environnementale.

<table>
<tr><td colspan="3">Structure du modèle IPM®
Centrales nouvelles et existantes
• Charbon • Nucléaire
• Mazout et gaz (vapeur) • Hydroélectrique
• Turbines à combustion • Énergies renouvelables
• Cycle combiné • Cogénération
• Installations admissibles • Autres</td></tr>
<tr><td>Facteurs opérationnels
• Entretien
• Pannes
• Continuité de fonctionnement

Efficacité énergétique

Transport

Scénarios environnementaux
• Scénarios de réglementation
• Scénarios de politique

Choix environnementaux
• Technologie conforme
• Coûts de la technologie</td><td>EXPLOITATION DES CENTRALES ET DES RÉSEAUX

PRÉVISIONS
• Prix de l'électricité
• Prix du combustible
• Prix des permis d'émissions
• Valeur de l'actif
• Décisions d'exploitation
• Décisions d'expansion de capacité
• Émissions
• Coûts de conformité
• Décisions de conformité
• Décisions de retrait de centrale</td><td>Coûts variables des centrales existantes
• Transport des combustibles
• Coûts des combustibles
• Coût thermique
• Coûts d'E-E

Nouvelles centrales/CHP
• Coûts en capital
• Coûts financiers

Demande d'électricité
• Demande horaire
• Croissance de la demande de pointe et d'énergie
• Marges de réserve
• Demande de vapeur

Approvisionnement en ressources
• Gaz
• Charbon
• Biomasse</td></tr>
</table>

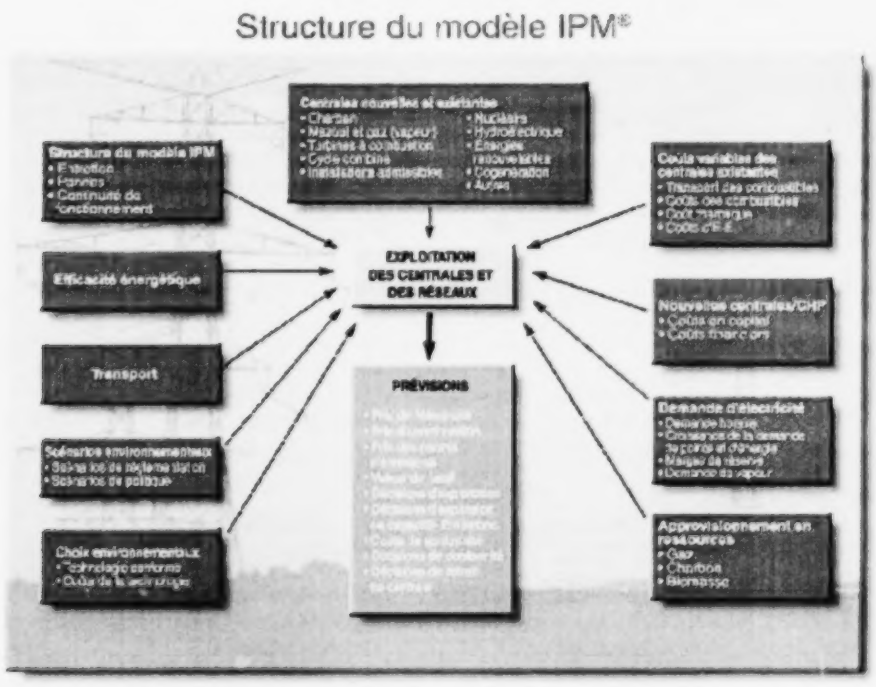


Figure 1-1 Le modèle de planification intégré IPM®

Le modèle repose sur une base de données détaillée qui renferme de l'information sur les coûts et les rendements de toutes les installations de production d'électricité (thermiques ou non) branchées au réseau au Canada. Une partie de cette base de données a été développée dans le cadre de la phase 1 de la présente étude. Elle nous sert de point de départ pour examiner la réaction du marché à une augmentation de la demande créée par la nécessité de produire de l'hydrogène par électrolyse.

Pour chaque année modélisée dans IPM®, la demande est définie par la quantité totale d'électricité à produire et par le niveau de la demande de pointe. Étant donné que le modèle IPM® répartit le réseau suivant les courbes de variation de la demande saisonnière, il nous faut également une courbe de charge horaire. Celle-ci rend compte de la demande relative au cours de chacune des 8 760 heures de l'année. IPM® convertit cette courbe de charge en « segments de charge » pour une année type, à raison de quatre saisons composées de 10 segments chacune couvrant toute la plage allant de la charge de pointe à la charge de base. La courbe de charge d'une année type, caractérisée par des conditions météorologiques normales, est rajustée à la demande d'énergie et à la demande de pointe prévues pour chaque année analysée par le modèle.

Aux fins d u projet, les courbes de charge horaire de chaque région ont été obtenues directement auprès des services publics, lorsque les données étaient disponibles. À partir de ces courbes, les analystes ont établi le profil horaire de la future demande d'électricité. En Alberta, la courbe de charge a été obtenue auprès de Alberta Power Pool. Le Manitoba et le Nouveau-Brunswick sont les seules provinces pour lesquelles nous n'avons pu obtenir de données réelles. Nous avons donc

utilisé, dans leur cas, des courbes de charge empruntées à des régions avoisinantes aux caractéristiques comparables[4].

Pour les besoins de l'analyse, la demande supplémentaire a été calculée de façon exogène et appréhendée dans le modèle IPM® comme un intrant révisé du scénario de référence. Afin de déterminer la méthode la moins coûteuse pour répondre à cette demande accrue, IPM® examine la rentabilité d'une nouvelle centrale par rapport au coût des autres sources d'électricité, d'une expansion de la capacité des installations existantes et d'un rajustement des exportations nettes. Les analystes ont défini diverses options pour accroître la capacité. Certaines font appel aux énergies fossiles, d'autres, aux énergies renouvelables. Dans chaque cas, ils ont défini les coûts en capital, les coûts d'exploitation et d'entretien, les coûts du combustible, la qualité du combustible, le coût thermique, la fiabilité, le rendement environnemental et les délais de construction. Dans son évaluation des possibilités d'importation et d'exportation, le modèle IPM® tient compte des capacités de transport entre les régions, définies par l'utilisateur, ainsi que du coût de transport de l'électricité. La Figure 1-2 montre les régions modélisées pour cette analyse[5].

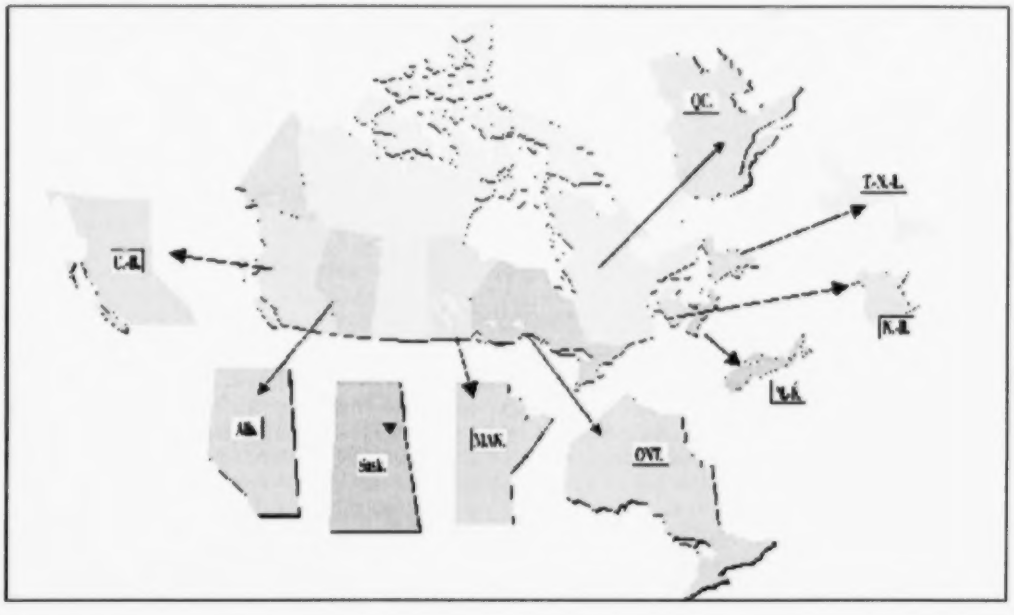


Figure 1-2 Structure géographique – Provinces modélisées

Aux fins de l'analyse, aucune contrainte explicite n'a été fixée aux types de capacité à développer pour répondre à la demande d'électricité supplémentaire. Toutes les décisions relatives aux ajouts de capacité ont été prises de façon endogène à l'intérieur du modèle IPM®, d'après la rentabilité relative des options offertes. Il n'a pas été tenu compte des intérêts non économiques qui, dans les provinces, pourraient influer sur le choix de tel ou tel type de capacité nouvelle. Comme nous le verrons ci-dessous, cependant, les analystes ont pris en compte des ajouts de capacité qui étaient déjà bien planifiés au début de l'étude.

[4] Le profil de charge de la Colombie-Britannique a été utilisé pour lisser la courbe du Manitoba, qui dépend largement de la production hydroélectrique. La courbe de charge du Maine Central Power a servi à adoucir la courbe de charge du Nouveau-Brunswick, en raison de sa proximité géographique.

[5] L'Île-du-Prince-Édouard n'a pas été modélisée, car sa capacité de production et sa capacité de transport sont relativement faibles. Les territoires n'ont pas été modélisés non plus, en raison de la structure particulière de leur secteur de l'électricité.

Le modèle IPM® répartit les centrales nouvelles et existantes au cours d'une période donnée selon le coût marginal de production, qui comprend les coûts du combustible, les coûts d'exploitation et d'entretien et toutes les charges environnementales qui découlent de l'exploitation des installations. Le modèle cumule la production des installations, en commençant par le fournisseur le moins coûteux, en tenant compte des contraintes d'exploitation, jusqu'à ce que soit comblée la demande d'électricité dans un segment de charge considéré. IPM® simule un marché de gros de l'électricité concurrentiel, de telle sorte que le prix de l'électricité au cours d'une année donnée, durant une saison donnée et dans un segment de charge donné est déterminé par le coût marginal de production dans le segment en question.

Les principaux extrants découlant de la solution la moins coûteuse à laquelle est parvenu le modèle IPM® comprennent donc la production de chaque installation par segment, saison et année, les ajouts de capacité dans chaque province, le transport entre les provinces ainsi que les prix provinciaux de l'électricité. Comme nous l'indiquons ci-dessus, tous les prix obtenus avec IPM® sont des prix marginaux, dont il est possible d'établir une moyenne annuelle. Étant donné qu'IPM® est un modèle ascendant, toutes les données d'exploitation sur la production, la matière première (combustible), le cout et les émissions sont disponibles à l'échelle des installations tout autant qu'à l'échelle provinciale.

Pour arriver à sa solution, IPM®, à l'instar de tout autre modèle, ne tient compte que des données qui lui sont fournies. C'est pourquoi ICF s'efforce de tenir à jour l'information sur les ajouts de capacité probables et les systèmes de lutte contre la pollution, en demeurant à l'affût des annonces publiques. Lorsque la capacité annoncée est jugée « garantie » – ce qui signifie que l'installation est en construction ou en voie de l'être – elle est intégrée au modèle IPM® et prise en compte dans la solution. De même, les exigences opérationnelles, comme la continuité de fonctionnement, sont prises en considération lorsque l'information le permet. Certains projets d'accroissement de capacité annoncés récemment ont été exclus de nos scénarios, parce que l'information n'était pas disponible au moment de l'analyse. Leur prise en compte pourrait modifier les résultats du modèle.

Scénario de référence

Le scénario de référence restitue le statu quo, dans la mesure où il présume que les besoins et la demande resteront comme ils sont actuellement. Il sert de base de comparaison aux scénarios de demande. Dans les deux phases, les analystes ont utilisé un scénario de référence créé en janvier 2003 dans le cadre de la phase 1, afin d'assurer la cohérence et la comparabilité des résultats. Les intrants étaient basés sur les meilleures données disponibles à l'époque. Aux fins du rapport, le scénario de référence retient la réglementation environnementale en vigueur en Ontario et adopte, en matière de CO_2, une politique représentative de ce qui pourrait découler de la mise en œuvre, au Canada, d'une politique canadienne de lutte contre les changements climatiques. Pour exécuter cette analyse du secteur de l'électricité à l'échelle provinciale au Canada, les analystes ont saisi dans le modèle IPM® toute l'information pertinente (et convenue) nécessaire pour exécuter le scénario de référence. Il sera question plus loin des principales hypothèses sous-jacentes au scénario de référence. D'autres hypothèses sont incluses à l'appendice A. Le scénario présume que, dans les neuf provinces, les centrales vont répondre à la demande prévue selon les hypothèses retenues dans le scénario du statu quo de la façon la moins coûteuse, mais qu'il n'y aura pas de besoins énergétiques supplémentaires à combler. Les hypothèses concernant les principaux déterminants, à savoir la demande d'électricité, le coût et le rendement des technologies de production, ainsi que les prix des sources d'énergie, ont été élaborées en collaboration avec Ressources naturelles Canada.

Intrants du modèle

Les principaux intrants du modèle sont 1) le transport et 2) la demande d'électricité. Ils sont tirés de la base de données du modèle IPM® sur les installations de production qui existent actuellement au Canada.

Interconnexions de transport

Le modèle IPM® prévoit des interconnexions de transport qui relient les régions et permettent d'envisager un commerce interrégional. Il restitue les marchés de l'électricité à l'échelle régionale et modélise de façon explicite les liens de transport entre les régions. Neuf provinces canadiennes ont été modélisées dans cette étude : la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan, le Manitoba, l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador. Les capacités de transport entre provinces limitrophes sont explicitement modélisées. Elles sont représentées comme des contraintes de capacité bidirectionnelle.[6] L'énergie peut circuler entre deux régions si cela s'avère économique, jusqu'à la limite de la capacité de transport, compte tenu des pertes et des frais de transit du réseau de transport. Pour les pertes, on présume 3 p. 100 par kWh transmis, tandis que les frais de transit [7] sont de 3,88 $CAN/MWh.[8]

Les transactions avec les États-Unis ont également été modélisées; elles représentent le potentiel d'achat d'électricité à un prix moyen, jusqu'à la limite de la capacité des interconnexions de transport entre les deux régions. Ce prix est basé sur des analyses d'ICF.[9] Le même type d'interaction a été modélisé pour la Colombie-Britannique, la Saskatchewan, le Manitoba, l'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick. Les Figure 1-3 et Figure 1-4 indiquent les capacités de transport d'électricité dans chaque direction. Même si l'adoption d'une politique de gestion du carbone au Canada modifierait probablement les échanges d'électricité entre le Canada et les États-Unis, des contraintes de capacité ou des limites de réglementation (comme celles imposées par le Protocole de Kyoto) pourraient contraindre les États-Unis dans leur capacité d'expédier au Canada des volumes supplémentaires d'électricité produite à partir de combustibles fossiles.

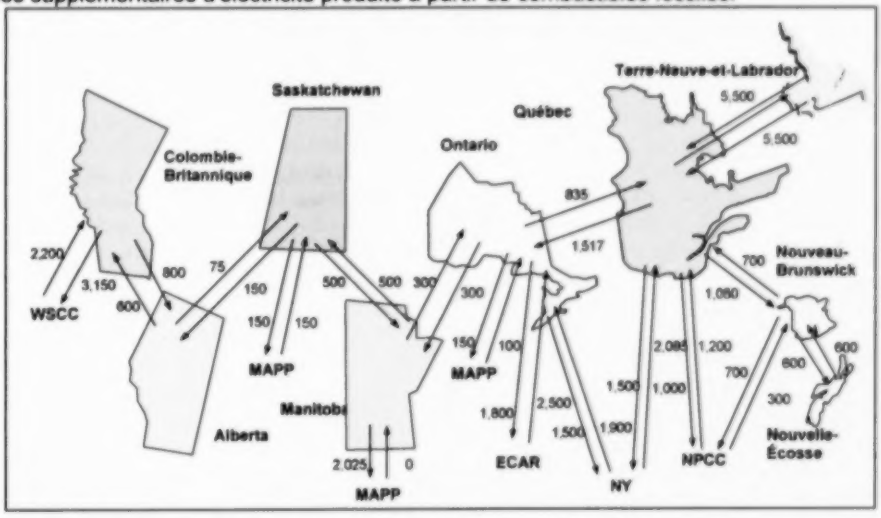


Figure 1-3 Capacité des interconnexions de transport en été (MW)

[6] NERC 2001a. et NERC 2001b.

[7] Les « frais de transit » sont les coûts imposés par un exploitant à un utilisateur du réseau de transport pour transférer de l'énergie d'un marché régional à un autre, moyennant un tarif de libre-accès approuvé.

[8] Hypothèse standard d'ICF. À noter que les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens de 2000.

[9] Le prix des transactions potentielles entre les États-Unis et le Canada est basé sur le Bulk Power Service d'ICF, un service d'abonnement annuel à des prévisions des prix de l'énergie et des capacités sur les marchés régionaux pour l'an 2000.

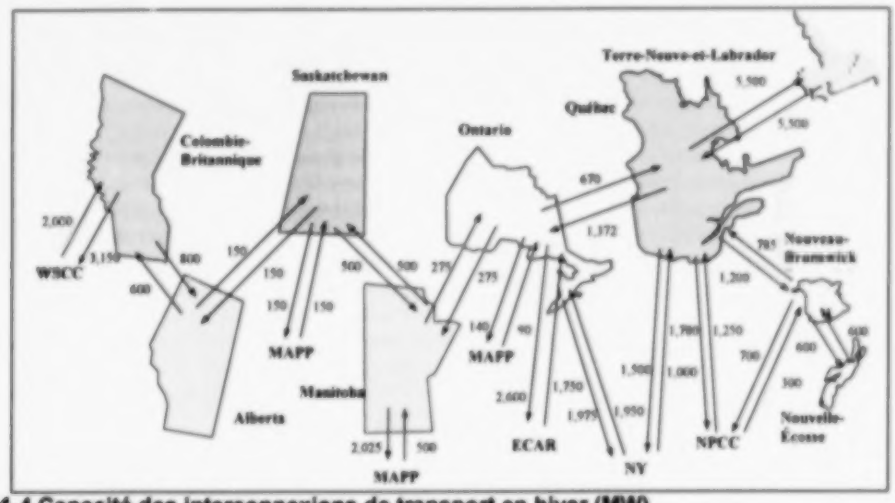


Figure 1-4 Capacité des interconnexions de transport en hiver (MW)

Demande d'électricité

La demande d'électricité a servi de base à la construction des scénarios. Les prévisions de la demande de pointe et de la demande d'énergie sont empruntées à l'Office national de l'énergie (ONE).[10] Pour le scénario de référence, les analystes ont retenu le scénario de demande élevée de l'ONE (scénario 1). Les tableaux 1-1 et 1-2 indiquent les taux de croissance de la demande de pointe et de la demande d'énergie, par tranche de cinq ans, dans chaque province.

Tableau 1-1 Taux de croissance annuel moyen de la demande de pointe, par province

Province/ Intervalle	C.-B.	Alb.	Sask.	Man.	Ont.	Qc	N.-B.	N.-É.	T.-N.-L
2000-2005	1,98 %	1,61 %	1,61 %	1,60 %	2,12 %	1,32 %	0,08 %	0,64 %	1,09 %
2005-2010	1,20 %	0,84 %	1,35 %	1,00 %	1,89 %	0,76 %	0,46 %	0,71 %	1,11 %
2010-2015	1,04 %	1,84 %	1,25 %	0,91 %	2,34 %	1,11 %	0,99 %	0,77 %	0,96 %

Tableau 1-2 Taux de croissance annuel moyen de la demande d'énergie, par province

Province/ Intervalle	C.-B.	Alb.	Sask.	Man.	Ont.	Qc	N.-B.	N.-É.	T.-N.-L
2000-2005	2,22 %	1,71 %	1,80 %	1,91 %	2,34 %	1,67 %	0,50 %	0,90 %	1,39 %
2005-2010	1,43 %	0,94 %	1,55 %	1,31 %	2,10 %	1,10 %	0,87 %	0,97 %	1,40 %
2010-2015	1,28 %	1,93 %	1,44 %	1,20 %	2,55 %	1,44 %	1,40 %	1,04 %	1,25 %

Les analystes ont adopté un taux de croissance moyen de la demande d'électricité au Canada d'environ 1,7 p. 100 par an de 2005 à 2020. En 2020, le Canada aura besoin de près de 700 000 milliards de kilowattheures d'électricité, et les deux tiers de cette demande proviendront de l'Ontario et du Québec. La Figure 1-5 ci-dessous illustre la demande provinciale dans le scénario de référence en 2020.

[10] NEB, 1999

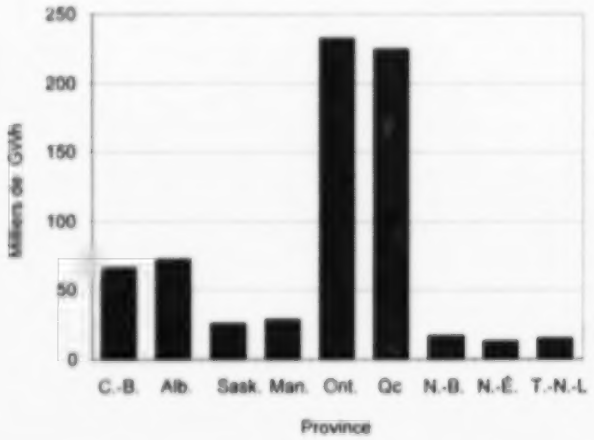


Figure 1-5 Demande d'électricité par province, dans le scénario de référence, en 2020

De façon générale, la demande provinciale d'électricité est comblée au moyen d'un seul type de source d'énergie, les provinces favorisant l'hydroélectricité ou les centrales thermiques à combustibles fossiles. À l'échelle du réseau, près de 50 p. 100 de la demande est comblée par l'hydroélectricité; dans quatre provinces – le Manitoba, le Québec, la Colombie-Britannique et Terre-Neuve-et-Labrador – l'électricité d'origine hydraulique répond à 90 p. 100 et plus des besoins. Les centrales thermiques à charbon et à gaz répondent à 15 p. 100 et 18 p. 100, respectivement, de la demande d'électricité à l'échelle du réseau, mais elles prédominent dans certaines provinces. En Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse, plus de 85 p. 100 de l'électricité est produite par des centrales à combustibles fossiles. En Ontario et au Nouveau-Brunswick, le parc électrogène est plus diversifié. La
Figure 1-6 illustre la composition du parc électrogène de chaque province, dans le scénario de référence, en 2020.

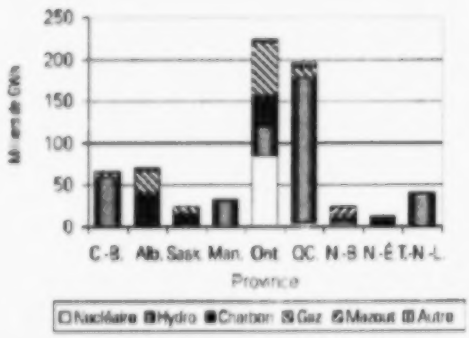


Figure 1-6 Composition du parc électrogène provincial, dans le scénario de référence en 2020[11]

[11] Dans la présente analyse, le « mazout » s'entend des combustibles liquides, y compris les orimulsions (dérivées du charbon) utilisées au Nouveau-Brunswick.

L'approche décrite ci-dessus est commune à toutes les phases du projet. Elle assure l'uniformité et donne l'assurance que l'incidence mise en évidence dans l'analyse est le résultat des différentes hypothèses utilisées, et non un artifice de la méthodologie employée. Dans les sections suivantes du rapport, nous analyserons en détail les éléments et les résultats de l'analyse à chacune des phases.

2 PHASE 1

2.1 ÉLABORATION DES SCÉNARIOS DE LA PHASE 1

Pour analyser l'incidence, sur les marchés provinciaux de l'énergie et sur les émissions de CO_2, de l'accroissement de la demande d'électricité attribuable à la production d'hydrogène par voie d'électrolyse, ICF a élaboré, avec l'aide de Ressources naturelles Canada, un scénario de référence et deux scénarios de demande pour la phase 1 (P1). Le scénario de référence a produit un ensemble de résultats auxquels on a pu ensuite comparer l'incidence relative des deux scénarios de demande (la section 1.2.2 décrit le scénario de référence plus en détail). Cette comparaison a déterminé la réponse du marché de l'électricité à la production d'hydrogène par électrolyse dans telle ou telle région géographique.

Deux scénarios ont été analysés; dans l'un d'eux, on présume que la technologie de l'hydrogène sera adoptée à un taux modéré jusqu'en 2010 et que sa disponibilité augmentera d'ici 2020 (scénario incrémental); dans le second, le scénario accéléré, on prévoit que l'adoption de la technologie de l'hydrogène s'effectuera plus rapidement.

À noter que le développement d'une économie de l'hydrogène est subordonné à l'implantation d'un marché sous contrainte carbone. Autrement dit, c'est l'attribution d'une valeur pécuniaire aux émissions de carbone qui inciterait les gens à abandonner les carburants émetteurs de GES, en particulier l'essence, au profit d'un carburant à hydrogène plus propre. Aux fins de l'analyse, nous avons prévu un coût du carbone de 10 $CAN/t CO_2[12] dans le scénario de référence et dans les scénarios de demande.[13]

À l'aide des scénarios, nous avons analysé l'incidence possible d'une augmentation de la demande d'énergie sur le secteur de l'électricité. Nous nous sommes basés sur une estimation de la quantité d'électricité supplémentaire à produire pour répondre à la demande d'hydrogène dans les deux scénarios (P1 incrémental et P1 accéléré) en 2010 et en 2020. Ensuite, à l'aide du modèle IPM®, nous avons quantifié l'incidence sur la répartition des installations de production d'électricité de même que le coût de l'électricité additionnelle requise dans les deux scénarios en 2010 et en 2020. À partir des nombreux extrants de ce modèle (prix de l'électricité, production par type de capacité, etc.), nous avons analysé les avantages nets, sur le plan des émissions de GES, de l'adoption de la technologie des piles à combustible et de la production d'hydrogène par électrolyse dans chaque scénario.

2.1.1 Scénarios de l'économie de l'hydrogène

L'analyse consistait à quantifier l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène électrolytique dans les deux scénarios de demande d'hydrogène (P1 incrémental et P1 accéléré). Le taux de pénétration de l'hydrogène différait d'un scénario à l'autre. À noter que les taux de pénétration définis ci-dessous représentent des pourcentages du parc automobile total - pas seulement des nouvelles ventes - et devraient être considérés comme des taux initiaux. À la fin de la phase 1, ces taux initiaux ont été jugés trop optimistes par le GTEE, et c'est pourquoi nous les avons révisés pour la phase 2.

[12] Le gouvernement du Canada a fait savoir qu'il permettrait aux grands émetteurs finaux, comme les centrales, d'avoir accès à des crédits de carbone au prix de 15 $/t CO_2 si aucun crédit n'était disponible à moins de 15 $/t.

[13] D'autres règlements pertinents en matière d'émissions ont été inclus. Nous renvoyons ici au règlement 397 de l'Ontario, qui régit les émissions de NO_x et de SO_2 des installations de production d'électricité.

- **Scénario P1 incrémental.** Dans le scénario incrémental, nous avons présumé que 0,5 p. 100 de l'ensemble des véhicules légers, dans chaque région, fonctionneraient uniquement à l'hydrogène en 2010, et 6 p. 100 en 2020. Autrement dit, en 2010, 0,5 p. 100 des kilomètres parcourus par les véhicules légers selon le scénario de référence « sans hydrogène » (voir la section 1.2.2) seraient remplacés, et les besoins seraient comblés par des véhicules à hydrogène.

- **Scénario P1 accéléré.** Dans le scénario accéléré, nous avons présumé que 1,8 p. 100 de l'ensemble des véhicules légers fonctionneraient à l'hydrogène en 2010 et 11,5 p. 100 en 2020. Donc, 1,8 p. 100 des kilomètres parcourus par les véhicules légers (selon le scénario de base) seraient pris en charge par l'hydrogène en 2010, et 11,5 p. 100 en 2020.

Les scénarios devaient aider Ressources naturelles Canada à évaluer la rentabilité de la production d'hydrogène et à élaborer la meilleure stratégie pour l'intégrer au marché, compte tenu des prévisions des besoins en capacité, des émissions de GES connexes et des coûts.

À l'aide du modèle IPM®, les analystes ont déterminé la nature des installations, par type de source d'énergie et par province, qui vont produire l'électricité supplémentaire nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse, de même que le prix de cette électricité. À partir de cette prévision de la composition du parc électrogène, ils ont quantifié l'incidence de la production d'hydrogène sur les émissions de GES en se basant sur les émissions totales, sur toute la durée du cycle de l'électricité (production, traitement, transport, stockage), liées aux sources d'énergie utilisées dans les centrales. Ces facteurs d'émissions ont été fournis par le modèle GHGenius de Ressources naturelles Canada.

2.2 HYPOTHÈSES DE LA PHASE 1 – PRINCIPAUX INTRANTS DU MODÈLE

À l'aide de la méthodologie décrite ci-dessous, les analystes ont estimé l'augmentation totale de la production d'électricité nécessaire (à l'échelle régionale) pour répondre à la demande d'hydrogène électrolytique en 2010 et 2020, dans les scénarios P1 incrémental et P1 accéléré. Cette méthodologie était basée sur l'équivalence énergétique des combustibles, qui compare la quantité de combustible (gaz ou hydrogène) nécessaire pour déplacer un véhicule léger sur une distance donnée. Par conséquent, en tenant compte de la quantité totale d'essence utilisée et de l'efficacité énergétique, les analystes ont pu calculer le nombre de kilomètres parcourus et, de là, la quantité d'hydrogène nécessaire pour parcourir la même distance. La quantité d'électricité nécessaire à la production de cet hydrogène a été évaluée, puis intégrée au modèle IPM®.

Les analystes ont formulé au préalable deux hypothèses simplificatrices : 1) l'analyse ne tient compte que des véhicules légers[14] et 2) tous les véhicules fonctionnent actuellement à l'essence. Si nous avions représenté plus fidèlement la composition du parc automobile actuel, en présumant par exemple qu'une partie des autobus et des véhicules lourds passerait également à l'hydrogène ou utiliserait des carburants moins polluants que l'essence, la quantité d'hydrogène nécessaire et, du même coup, la demande d'électricité supplémentaire en auraient été modifiées. La sensibilité à ces facteurs n'entrait pas dans le cadre de l'étude initiale de la phase 1, mais une comparaison des scénarios nous donnera une idée de la sensibilité à la demande.

2.2.1 Calcul de la consommation d'essence

Le volume total de carburant (essence) consommé par les véhicules légers dans le scénario de référence en 2010 et 2020 nous a été fourni par Ressources naturelles Canada. Ces prévisions faisaient abstraction de l'introduction possible de véhicules fonctionnant avec des piles à hydrogène,

[14] Définis comme les véhicules de 10 000 lb et moins ayant en commun les mêmes caractéristiques sur le plan des carburants et des émissions.

mais elles rendaient compte d'une diminution de la consommation de carburant. Ces chiffres sont tirés du scénario « Greening the Pump » (« Verdir les carburants ») de Ressources naturelles Canada[15]. Ces données à l'échelle nationale ont été converties en estimations régionales en fonction du nombre relatif de véhicules légers par région (en pourcentage du nombre total de véhicules légers au Canada, qui dépasse 17 millions; voir la Figure 2-1). Ces pourcentages sont présumés demeurer constants tout au long de l'étude.

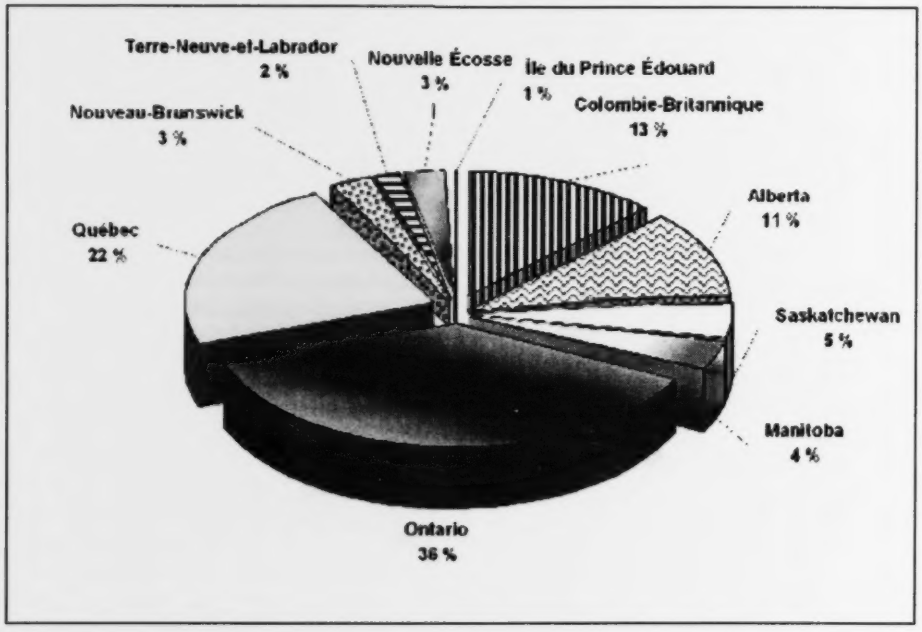


Figure 2-1 Répartition régionale des véhicules légers[16]

Les analystes ont ensuite appliqué les taux de pénétration prévus dans les scénarios au nombre de véhicules légers pour estimer la **quantité d'essence remplacée** par l'hydrogène, comme le montre le Tableau 2-1. Comme nous l'avons mentionné dans la section 2.1, ces taux de pénétration devraient être considérés comme des valeurs initiales, quitte à être précisés durant la phase 2 et peut-être aussi la phase 3.

Tableau 2-1 Taux de pénétration dans le parc de véhicules légers, dans les scénarios de la phase 1

Scénario	Année	Taux de pénétration [%]	Nombre de véhicules à hydrogène [millions de véhicules légers]
P1 incrémental	2010	0,5	0,1
	2020	6,0	1,2
P1 accéléré	2010	1,8	0,4
	2020	11,5	2,4

[15] Avenir des technologies énergétiques. 2002b.
[16] Talbot, R. 2003. Selon l'information fournie par Desrosiers Automotive Consultants.

2.2.2 *Conversion de la consommation d'essence en consommation d'hydrogène*

En se basant sur les consommations de carburant prévues (voir le Tableau 2-2[17], les analystes ont converti la consommation d'essence en consommation d'hydrogène et comparé les kilomètres-véhicules parcourus.

Tableau 2-2 Consommation de carburant du parc des véhicules depassagers au Canada, phase 1

Année	Consommation d'essence [L/100 km]	Pourcentage d'amélioration	Consommation d'hydrogène [kg/100 km]	En fonction d'une...
2000	8,18			
2010	8,10	1 % par rapport à 2000	1,2	efficacité faible
2020	6,50	21 % par rapport à 2000	1,0	efficacité moyenne

Donc,

Hydrogène [kg] = Essence [L] / Consommation d'essence [L/km] * Consommation d'hydrogène [kg/km]

2.2.3 *Conversion de la production d'hydrogène en demande d'électricité*

Enfin, les analystes ont converti la production d'hydrogène en demande d'électricité à l'aide des hypothèses formulées au sujet de la quantité d'électricité requise pour produire l'hydrogène par voie d'électrolyse. Ils ont présumé qu'il faudrait 47 kWh d'électricité pour produire un kilogramme d'hydrogène par électrolyse[18]. Cette valeur comprend l'électricité nécessaire à la production de l'hydrogène, mais ne tient pas compte de l'énergie nécessaire à la compression ou à la distribution de celui-ci. Nous reconnaissons que cette estimation est prudente et que la valeur réelle pourrait se situer à environ 55 kWh/kg d'hydrogène. Le Tableau 2-3 résume la quantité d'électricité supplémentaire à produire dans chacun des scénarios en 2010 et 2020. Les Figure 2-2 et Figure 2-3 illustrent le pourcentage d'accroissement de la demande dans chaque scénario.

Tableau 2-3 Électricité supplémentaire nécessaire à la production de l'hydrogène, par région [GWh]

Scénario	Année	C.-B.	Alb.	Sask.	Man.	Ont.	Qc	N.-B.	N.-É.	T.-N.-L
P1 incrémental	2010	182	164	65	54	531	325	39	41	22
	2020	1 859	1 681	667	550	5 437	3 328	404	422	232
P1 accéléré	2010	654	591	234	193	1 912	1 170	141	148	82
	2020	3 564	3 222	1 278	1 054	10 421	6 379	773	809	444

[17] Ibid.

[18] Données du H2 Information Network du Département de l'Énergie des Etats-Unis (http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/hydrogen/faqs.html)

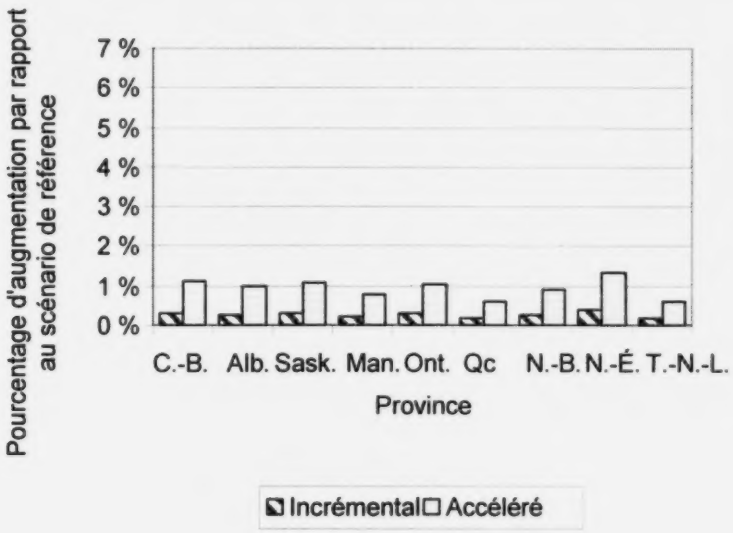


Figure 2-2 Phase 2 - Pourcentage d'augmentation de la demande d'électricité par rapport au scénario de référence, en 2010

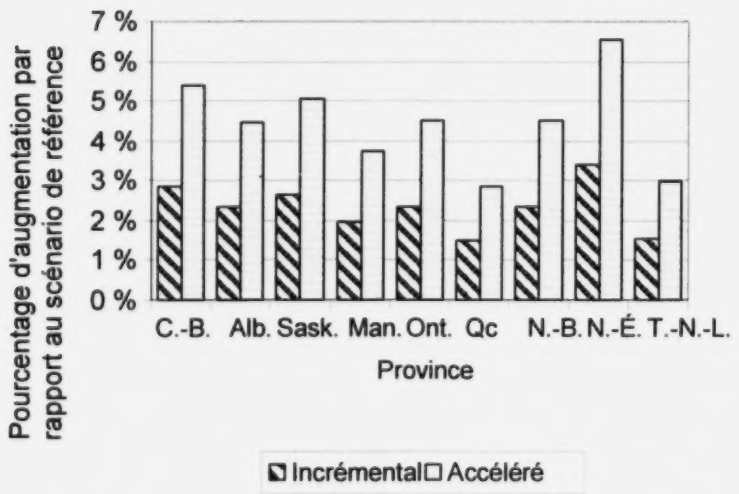


Figure 2-3 Phase 1 - Pourcentage d'augmentation de la demande d'électricité par rapport au scénario de référence, en 2020

Dans le scénario de demande P1 incrémental, la demande d'électricité augmente par rapport au scénario de référence dans une proportion de 1,5 à 3,5 p. 100 en 2020, selon la province. Dans le scénario de demande P1 accéléré, l'augmentation est presque deux fois plus élevée.

Aux fins de l'analyse, nous avons présumé que la production de l'électricité supplémentaire serait concentrée dans les heures creuses de la consommation provinciale. Ce profil ferait en sorte que l'électricité à produire pour répondre à la nouvelle demande serait fournie au prix le plus faible et que les ponctions sur la capacité de pointe seraient minimales. La Figure 2-4 montre la répartition de cette production additionnelle dans le profil de charge des provinces. Elle illustre la production totale d'électricité en Colombie-Britannique en 2020, heure par heure (la barre 1 correspond à l'intervalle qui s'écoule entre minuit et 1 h, la barre 2 entre 1 h et 2 h, et ainsi de suite) dans le scénario de référence, de même que les surplus à produire dans les scénarios P1 incrémental et scénario P1 accéléré. La production d'électricité supplémentaire pour répondre à la demande d'hydrogène a pour effet de lisser la courbe de charge durant la journée, sans que l'on ait à ajouter à la charge durant les heures de pointe.

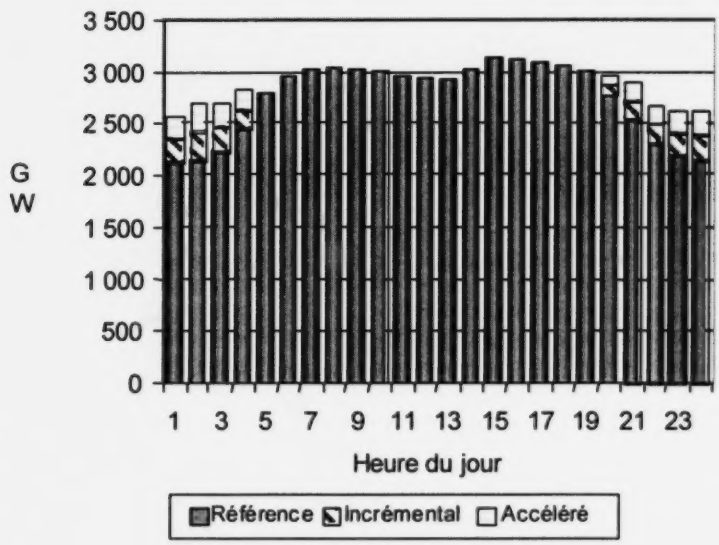


Figure 2-4 Phase 1 - Demande horaire rajustée en Colombie-Britannique, en 2020

Au cours de la phase 2, nous avons analysé un scénario dans lequel les producteurs d'hydrogène consommeraient davantage d'électricité au cours des heures de pointe, par exemple entre les heures 15 et 17 illustrées à la Figure 2-4.

2.3 RÉSULTATS DE LA PHASE 1

Dans la présente section, nous présentons les résultats de l'analyse du secteur de l'électricité à laquelle nous avons procédé au moyen du modèle IPM® dans la phase 1, et nous comparons les émissions de GES calculées d'après ces résultats aux émissions liées au remplacement de l'essence. Le modèle IPM® rend compte de la production par type de capacité ainsi que des prix provinciaux de l'électricité qui découlent de l'augmentation de la demande attribuable à la production d'hydrogène électrolytique. Ces résultats ont servi de matière première au processus de postmodélisation, au cours duquel nous avons comparé les émissions découlant de la production d'hydrogène aux émissions remplacées ou évitées grâce à la substitution de carburant pendant toute la durée du cycle de vie. Pour faciliter la comparaison, tous les prix de l'énergie ont été normalisés.

Résultats du modèle IPM®

La rentabilité relative de l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur des transports dépendra d'un grand nombre de facteurs, notamment du coût des infrastructures nécessaires à la production et au stockage du carburant, et du coût de l'électricité consommée dans la production. L'efficience de l'hydrogène pour la réduction des émissions de carbone au Canada sera déterminée par le taux de substitution de l'hydrogène à l'essence, de même que par le profil environnemental de l'électricité affectée à la production de cet hydrogène. En se basant sur les scénarios de demande d'hydrogène de la phase 1 (voir ci-dessus), les analystes se sont penchés sur deux de ces facteurs déterminants, à savoir le coût de l'électricité entrant dans la production de l'hydrogène et les émissions de GES liées à la production de cette électricité supplémentaire. Dans la présente section, nous présentons les résultats de l'analyse IPM® par province, afin d'évaluer et de quantifier l'incidence de l'électrolyse sur le choix des sites régionaux, selon les indicateurs d'émissions et de prix.

2.3.1 Résultats : Scénarios P1 incrémental et P1 accéléré – Demande hors pointe

2.3.1.1 Réponse du marché de l'électricité aux scénarios de demande

La réponse (décrite ci-dessus) des réseaux d'électricité provinciaux à l'augmentation de la demande d'électricité dans les scénarios P1 incrémental et P1 accéléré déterminera l'incidence des scénarios de demande sur les prix de l'électricité et les profils des émissions. Dans les sections suivantes, nous analyserons l'incidence des facteurs environnementaux et des coûts sur la rentabilité de la production d'hydrogène.

Incidence sur le parc électrogène

L'incidence, sur les coûts et les émissions, de la production de l'électricité nécessaire pour répondre à la demande d'hydrogène sont déterminés par le parc électrogène servant à la production de l'électricité supplémentaire. Dans nos scénarios, l'électricité additionnelle est produite par une combinaison de sources : centrales existantes, nouveaux cycles combinés à gaz et échanges. Le Tableau 2-4 ci-dessous résume les mesures prises par chaque province.

Tableau 2-4 Mesures prises par les provinces pour répondre à la demande d'électricité additionnelle

Province	Mesures
Colombie-Britannique	Pour répondre à la demande, la Colombie-Britannique augmente l'utilisation de ses centrales à gaz et réduit ses exportations vers l'Alberta par rapport au scénario de référence.
Alberta	L'Alberta compense la réduction des importations en provenance de la Colombie-Britannique par une hausse de ses achats auprès de la Saskatchewan. Elle utilise davantage ses installations à gaz naturel et ajoute à son réseau 200 MW de capacité de cycle combiné d'ici 2020, pour combler la demande.
Saskatchewan	Poussée par l'augmentation des exportations vers l'Alberta et par la recrudescence de la demande d'électricité en raison de la production d'hydrogène, la Saskatchewan ajoute 200 MW de cycle combiné par rapport au scénario de référence d'ici 2020. Elle utilise cette nouvelle capacité et recourt davantage à ses centrales à gaz pour répondre à la nouvelle demande et remplacer le 0,6 milliard de kWh que lui fournissait auparavant le Manitoba.
Manitoba	Pour répondre au surcroît de demande, le Manitoba réduit ses exportations et augmente légèrement l'utilisation de ses centrales à charbon. La réduction de ses exportations d'électricité vers la Saskatchewan lui permet également de fournir de l'électricité supplémentaire au marché de l'Ontario, où les prix sont plus élevés.
Ontario	Pour répondre à la hausse de la demande en 2010, l'Ontario mise sur de nouvelles centrales à gaz. En 2020, elle répond à la demande supplémentaire à la fois en recourant à des échanges et en utilisant davantage ses centrales à combustibles fossiles. Elle accroît ses importations de 3,5 milliards de kWh; la moitié de cette électricité provient du Manitoba et le reste de Terre-Neuve-et-Labrador en transitant par le Québec. En outre, l'Ontario réduit ses exportations vers les États-Unis. Les centrales à charbon existantes et les centrales à gaz nouvelles et existantes fournissent les 5 milliards de kWh de production supplémentaire.
Québec	En 2010, le Québec diminue ses exportations nettes vers les États-Unis pour répondre à ses besoins additionnels. En 2020, il ajoute des centrales à cycle combiné pour combler, dans le scénario accéléré, la moitié de la demande supplémentaire. Cette nouvelle capacité aurait été ajoutée ultérieurement de toute façon pour répondre à la croissance de la demande, mais elle est installée plus tôt afin d'alimenter les usines d'hydrogène. L'autre moitié de la nouvelle demande est comblée par des importations en provenance de Terre-Neuve-et-Labrador.
Nouveau-Brunswick	Le Nouveau-Brunswick accroît l'utilisation de ses installations à combustibles fossiles et réduit ses exportations vers le Québec pour répondre à la nouvelle demande.
Nouvelle-Écosse	Pour produire l'électricité supplémentaire nécessaire à la production d'hydrogène, la Nouvelle-Écosse ajoute 55 MW de cycle combiné par rapport au scénario de référence en 2020. En outre, elle accroît légèrement son utilisation des centrales à charbon.
Terre-Neuve-et-Labrador	En 2010, Terre-Neuve-et-Labrador réduit ses exportations vers le Québec pour combler ses nouveaux besoins. En 2020, la demande est de 0,4 milliard de kWh plus élevée dans le scénario accéléré que dans le scénario de référence. En 2020, cependant, la production est 10 fois plus élevée pour couvrir les 3 milliards de kWh d'exportations additionnelles vers le Québec. Toute cette électricité supplémentaire est fournie par près de 800 MW de nouveaux cycles combinés, le double de la capacité installée dans le scénario de référence.

Les Tableau 2-5 et Tableau 2-6 indiquent plus en détail le parc électrogène dans chaque province par suite de l'augmentation de la demande. Pour chacune des provinces (rangées), il montre le pourcentage de la production totale fourni par chaque type de capacité (colonnes) dans les heures considérées. La somme des pourcentages donne 100 p. 100. Les tableaux rendent compte du parc électrogène dans la plage horaire où la charge supplémentaire est concentrée (section 1.2.2). Seul l'horizon de 2020 est considéré. Pour une liste complète, voir 0.

Tableau 2-5 Répartition de la production d'électricité servant à la production d'hydrogène, par type de combustible et par région (Scénario P1 incrémental en 2020)

	Charbon	Gaz	Mazout	Hydro	Nucléaire	Autres sans carbone
C.-B.	0 %	12 %	0 %	86 %	0 %	2 %
Alb.	57 %	40 %	0 %	0 %	0 %	3 %
Sask.	57 %	37 %	0 %	5 %	0 %	1 %
Man.	2 %	0 %	0 %	98 %	0 %	0 %
Ont.	18 %	32 %	0 %	6 %	43 %	1 %
Qc	0 %	9 %	0 %	85 %	3 %	3 %
N.-B.	16 %	20 %	38 %	2 %	22 %	2 %
N.-É.	77 %	19 %	0 %	1 %	0 %	3 %
T.-N.-L	0 %	9 %	0 %	91 %	0 %	0 %

Tableau 2-6 Répartition de la production d'électricité servant à la production d'hydrogène, par type de combustible et par région (Scénario P1 accéléré en 2020)

	Charbon	Gaz	Mazout	Hydro	Nucléaire	Autres sans carbone
C.-B.	0 %	11 %	0 %	87 %	0 %	2 %
Alb.	56 %	41 %	0 %	0 %	0 %	3 %
Sask.	54 %	40 %	0 %	5 %	0 %	1 %
Man.	2 %	0 %	0 %	98 %	0 %	0 %
Ont.	18 %	32 %	0 %	8 %	41 %	1 %
Qc	0 %	10 %	0 %	84 %	3 %	3 %
N.-B.	16 %	20 %	40 %	0 %	22 %	2 %
N.-É.	75 %	21 %	0 %	1 %	0 %	3 %
T.-N.-L	0 %	17 %	0 %	83 %	0 %	0 %

La production des centrales à gaz naturel s'accroît de 16 TWh, ou 13 p. 100, à l'échelle du pays en 2020 dans le scénario P1 accéléré par rapport au scénario de référence. La demande supplémentaire résiduelle est comblée par des importations en provenance des États-Unis et par une légère augmentation de la production à partir du charbon et du mazout.

2.3.1.2 Incidence de la production d'hydrogène sur les émissions de GES

À partir des variations de la composition de la production dans chaque province, indiquées aux Tableau 2-5 et Tableau 2-6, les analystes ont déterminé l'incidence, sur les émissions de GES, de la production de l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène. Même si les centrales à gaz naturel, existantes et nouvelles, fournissent la majeure partie de la production additionnelle et déterminent le coût marginal de la production, comme le décrit le Tableau 2-4, le producteur d'hydrogène ne recevra pas nécessairement son électricité directement de ces sources. Il utilisera

plutôt l'électricité provenant d'un parc électrogène de même composition que celui dont disposent les autres consommateurs, et l'incidence de ces émissions sera déterminée en conséquence. Pour évaluer les émissions de GES générées par la production d'électricité, les analystes ont donc calculé les pourcentages sur toute la capacité disponible au cours des heures considérées.

Incidence nette, sur les émissions de GES, du remplacement de l'essence et de l'augmentation de la consommation d'électricité

L'incidence sur les émissions de GES est la résultante de l'incidence nette de deux activités connexes : d'une part, la production d'électricité additionnelle nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, qui tend à accroître les émissions; d'autre part, l'utilisation de cet hydrogène en lieu et place de l'essence dans la fraction déterminée des véhicules légers, qui se traduit par une réduction des émissions dans le secteur des transports.

Ainsi, l'incidence nette sur les émissions de GES s'obtient par la formule suivante :

Incidence nette sur les émissions de GES (essence évitée et augmentation de la consommation d'électricité) =
émissions de GES liées à la production d'électricité –
émissions de GES évitées grâce au remplacement de l'essence par l'hydrogène

Un résultat négatif correspond à une réduction nette des émissions générées par un service de transport à un niveau donné. Nous verrons plus loin comment ces deux éléments sont calculés.

Émissions de GES évitées grâce à l'utilisation de l'hydrogène

Les émissions de GES évitées grâce au remplacement de l'essence par l'hydrogène sont évaluées d'après :

- l'estimation de la quantité d'essence remplacée dans chacun des scénarios P1 en 2010 et P1 en 2020 (voir la description de la méthodologie à la section 2.2.1 et les valeurs des consommations de carburant au Tableau 2-2);
- les facteurs d'émissions sur tout le cycle de vie, fournis par Ressources naturelles Canada[19].

La quantité d'essence (en millions de litres) remplacée dans chacun des scénarios P1 en 2010 et P1 en 2020 s'obtient au cours de l'estimation de l'augmentation de la demande d'électricité dans chaque scénario. On applique ensuite à ces données un facteur d'émissions sur le cycle entier afin de quantifier les émissions de GES évitées grâce au remplacement de l'essence. Le facteur d'émissions englobe les émissions de CO_2, de N_2O et de CH_4 générées par le fonctionnement des véhicules (combustion), ainsi que par la production, le transport et la distribution du carburant (voir le Tableau 2-7). Les facteurs d'émissions sont calculés d'après les consommations de carburant indiquées au Tableau 2-2.

[19] Talbot, R. 2003.

Tableau 2-7 Facteurs d'émissions de GES liées à l'essence au cours de la phase 1 – Utilisation des véhicules légers (cycle entier)

2010					
Gaz 30 ppm S (cycle du carburant)	402,9	Grammes d'équivalent CO_2	par	1	Mille
	250,40	Grammes	par	1	km
	250,40	Tonnes	par	1 000 000	km
2020					
Gaz 30 ppm S (cycle du carburant)	318,6	Grammes	par	1	Mille
	198,01	Grammes	par	1	km
	198,01	Tonnes	par	1 000 000	km

Source :Talbot, R. 2003.

À noter que les facteurs d'émissions de GES excluent l'assemblage et le transport des véhicules, les matériaux entrant dans la composition des véhicules (y compris le stockage) ainsi que la production et l'utilisation des huiles lubrifiantes. On présume que ces activités sont à peu près les mêmes pour les véhicules à hydrogène.

La figure 2-5 indique les émissions évitées, par province, grâce au remplacement des véhicules légers à essence par des véhicules à hydrogène dans les scénarios P1 incrémental et P1 accéléré en 2010 et 2020. Dans toutes les figures, une valeur négative correspond à une réduction des émissions.

Figure 2-5 Phase 1 - Émissions évitées grâce au remplacement de l'essence, par province

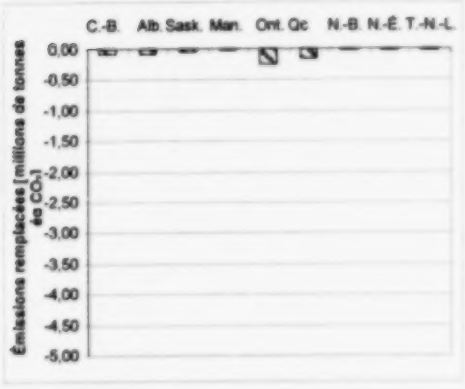


Figure 2-5a Émissions découlant de la consommation d'essence, par province (Scénario P1 incrémental en 2010)

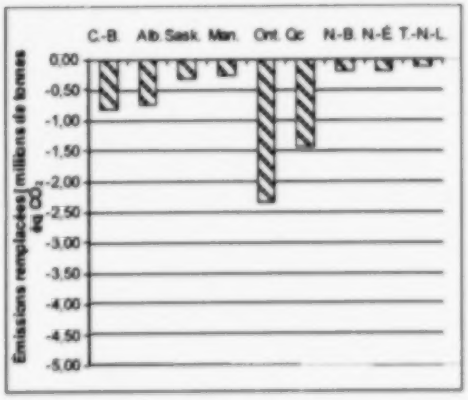


Figure 2-5b Émissions découlant de la consommation d'essence, par province (Scénario P1 incrémental en 2020)

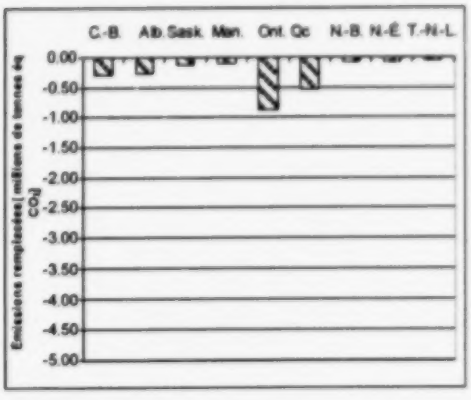


Figure 2-5c Émissions découlant de la consommation d'essence, par province (Scénario P1 accéléré en 2010)

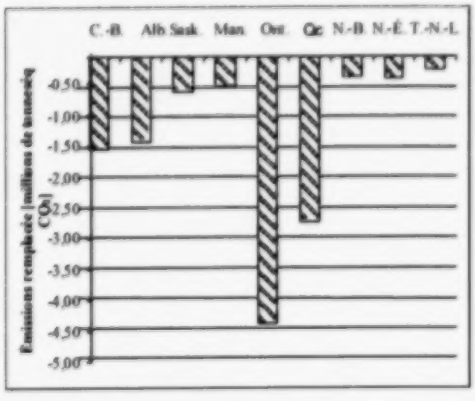


Figure 2-5d Émissions découlant de la consommation d'essence, par province (Scénario P1 accéléré en 2020)

Vu qu'un un seul facteur de conversion est employé pour représenter la production et la consommation de l'essence, les émissions de GES évitées sont directement proportionnelles au nombre de véhicules qui, présume-t-on, seront sur le marché en 2010 et 2020 aux différents taux de pénétration considérés (P1 incrémental et P1 accéléré). Autrement dit, plus on comptera de véhicules fonctionnant à l'hydrogène à l'échelle provinciale, plus grande sera la quantité d'émissions de GES évitées. Les provinces qui comptent le plus de véhicules sont donc celles où les émissions de GES évitées seront les plus considérables par suite de l'introduction de l'hydrogène dans le secteur des transports.

Émissions de GES découlant de l'augmentation de la production d'électricité

L'intensité des émissions de GES varie considérablement selon le mode de production d'électricité. En conséquence, les émissions de GES liées à la production d'une quantité donnée d'électricité dépendent de la source de l'électricité (le charbon, le gaz, le mazout, l'eau ou l'énergie nucléaire). Les éléments suivants entrent en ligne de compte dans le calcul de ces émissions :

- la source (par type de combustible) de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande dans chacun des scénarios P1 en 2010 et en 2020 (extrant du modèle IPM® – voir l'exemple aux tableaux 2-5 et 2-6);
- la demande estimative d'électricité dans chacun des scénarios P1 en 2010 et 2020 (voir la description de la méthodologie à la section 2.2.3);
- les facteurs d'émissions sur le cycle entier, propres à chaque source d'énergie, modifiés pour tenir compte des émissions produites au cours du ravitaillement, fournis par Ressources naturelles Canada.

Les facteurs d'émissions propres à la source d'énergie quantifient, sur le cycle entier, les émissions de GES (CO_2, N_2O et CH_4) produites en amont (exploration, production, transport) et au cours de la combustion. Ces coefficients, fournis par Ressources naturelles Canada, sont tirés du modèle GHGenius. Aux fins de l'analyse, chacun des facteurs d'émissions a été augmenté de 5 p. 100 pour tenir compte des émissions liées au ravitaillement en hydrogène. Ce pourcentage a été retenu à la lumière de l'information communiquée par Ressources naturelles Canada, d'après son modèle, GHGenius, qui évalue les émissions sur le cycle entier liées à l'hydrogène. Le tableau 2-8 indique les facteurs qui en résultent.

Tableau 2-8 Phase 1 - Facteurs d'émissions de GES liées à la combustion stationnaire

2010					
Charbon	1,134	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Turbine à gaz naturel	0,4956	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Chaudière à gaz naturel	0,6531	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Mazout	1,03845	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Hydro	0,02835	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Nucléaire	0,0147	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Autre	0	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
2020					
Charbon	1,1172	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Turbine à gaz naturel	0,49455	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Chaudière à gaz naturel	0,6195	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Mazout	1,0185	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Hydro	0,02835	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Nucléaire	0,01365	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh
Autre	0	tonne d'éq CO_2	par	1	MWh

Nota : Facteurs d'émissions, d'après le programme GHGenius de Ressources naturelles Canada.[20]

[20] Talbot, R. 2003.

Les émissions de GES liées à la production de l'électricité supplémentaire nécessaire à la production d'hydrogène électrolytique dans les deux scénarios P1 en 2010 et 2020 sont illustrées à la figure 2-6 ci-dessous.

Figure 2-6 Phase 1 - Émissions de GES liées à l'augmentation de la demande d'électricité

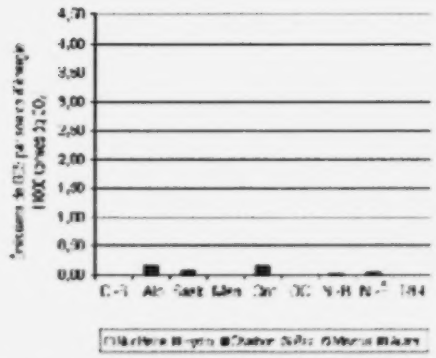


Figure 2-6a Émissions par type de source d'énergie dans le scénario P1 incrémental en 2010

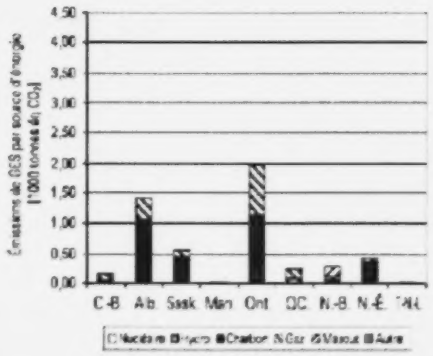


Figure 2-6b Émissions par type de source d'énergie dans le scénario P1 incrémental en 2020

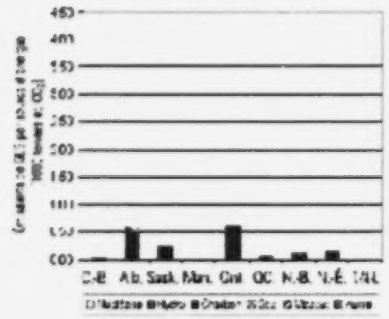


Figure 2-6c Émissions par type de source d'énergie dans le scénario P1 accéléré en 2010

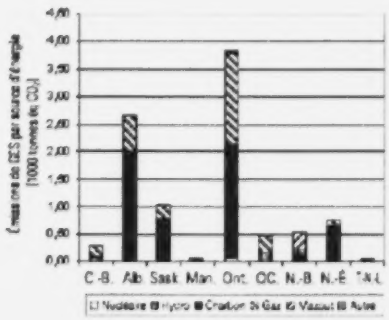


Figure 2-6d Émissions par type de source d'énergie dans le scénario P1 accéléré en 2020

À l'échelle provinciale, il ressort de l'analyse que les émissions liées à la production de l'électricité dépendent principalement de la source d'énergie utilisée. Autrement dit, les émissions sont les plus élevées dans les provinces tributaires des combustibles fossiles, et les plus faibles dans celles qui emploient davantage des centrales hydroélectriques et nucléaires pour répondre à la demande d'électricité.

Incidence nette, sur les émissions de GES, du remplacement de l'essence et de l'augmentation de la consommation d'électricité

Les figures suivantes illustrent l'incidence nette, sur les émissions de GES, d'un remplacement partiel de l'essence par l'hydrogène dans le secteur des transports. On se rappellera qu'une valeur négative correspond à une réduction nette des émissions, ou signifie que les émissions évitées grâce au remplacement de l'essence par l'hydrogène sont supérieures aux émissions découlant de la production de l'hydrogène par voie d'électrolyse. Les provinces tributaires des combustibles fossiles s'en tirent moins bien que les provinces qui emploient un parc électrogène plus diversifié (centrales hydroélectriques, nucléaires et autres). Dans les provinces les moins polluantes, les émissions supplémentaires produites par unité d'hydrogène sont inférieures. Cependant, la quantité d'émissions évitées par unité d'hydrogène dans le parc de véhicules légers à essence est la même dans toutes les provinces. Ainsi, d'un point de vue environnemental, c'est dans les provinces les moins polluantes que les possibilités de réductions d'émissions par substitution de l'hydrogène à l'essence sont les plus fortes. Les Tableau 2-9 et 2-10 ainsi que la figure 2-7 indiquent l'incidence nette sur les émissions de GES.

Figure 2-7 Incidence nette, sur les émissions de GES, de la substitution de l'hydrogène à l'essence accompagnée d'une augmentation de la consommation d'électricité

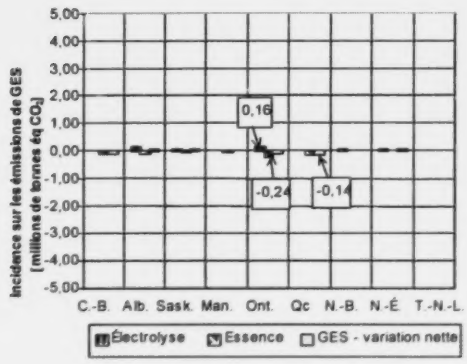


Figure 2-7a Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P1 incrémental en 2010

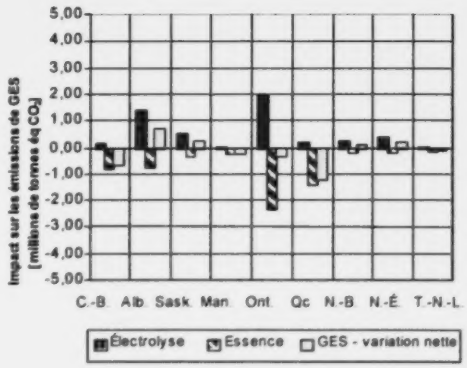


Figure 2-7b Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P1 incrémental en 2020

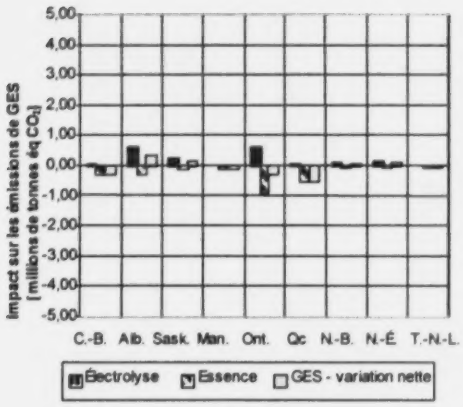


Figure 2-7c Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P1 accéléré en 2010

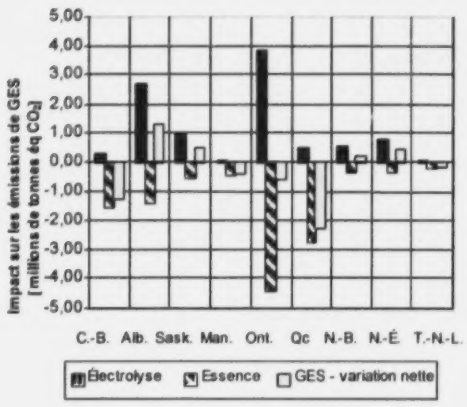


Figure 2-7d Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P1 accéléré en 2020

Tableau 2-9 Incidence de la substitution d'hydrogène dans le scénario P1 incrémental (CO_2)

	En 2010 (Mt CO_2)			En 2020 (Mt CO_2)		
Province	Électrolyse	Essence	Variation nette des émissions de GES	Électrolyse	Essence	Variation nette des émissions de GES
C.-B.	0,007	-0,081	-0,074	0,154	-0,787	-0,633
Alb.	0,161	-0,073	0,088	1,407	-0,711	0,696
Sask.	0,062	-0,029	0,033	0,549	-0,282	0,267
Man.	0,003	-0,024	-0,021	0,029	-0,233	-0,204
Ont.	0,164	-0,237	-0,073	1,998	-2,301	-0,302
Qc	0,009	-0,145	-0,136	0,227	-1,408	-1,181
N.-B.	0,027	-0,018	0,010	0,271	-0,171	0,100
N.-É.	0,042	-0,018	0,024	0,402	-0,179	0,223
T.-N.-L.	0,001	-0,010	-0,009	0,016	-0,098	-0,082
Total	**0,475**	**-0,635**	**-0,159**	**5,053**	**-6,169**	**-1,116**

Tableau 2-10 Incidence de la substitution d'hydrogène dans le scénario P1 accéléré (CO_2)

	En 2010 (Mt CO_2)			En 2020 (Mt CO_2)		
Province	Électrolyse	Essence	Variation nette des émissions de GES	Électrolyse	Essence	Variation nette des émissions de GES
C.-B.	0,024	-0,291	-0,268	0,283	-1,508	-1,225
Alb.	0,575	-0,264	0,312	2,668	-1,363	1,305
Sask.	0,222	-0,104	0,117	1,027	-0,541	0,487
Man.	0,010	-0,086	-0,076	0,056	-0,446	-0,390
Ont.	0,598	-0,852	-0,254	3,816	-4,409	-0,594
Qc	0,031	-0,522	-0,490	0,462	-2,699	-2,237
N.-B.	0,099	-0,063	0,036	0,529	-0,327	0,201
N.-É.	0,151	-0,066	0,085	0,761	-0,342	0,419
T.-N.-L.	0,002	-0,036	-0,034	0,048	-0,188	-0,140
Total	**1,714**	**-2,286**	**-0,572**	**9,649**	**-11,824**	**-2,175**

La figure 2-8 illustre l'incidence de la production d'hydrogène sur les émissions de GES dans ces provinces. Selon les résultats de l'analyse, il serait avantageux, du point de vue des émissions de GES, de produire de l'hydrogène par électrolyse.

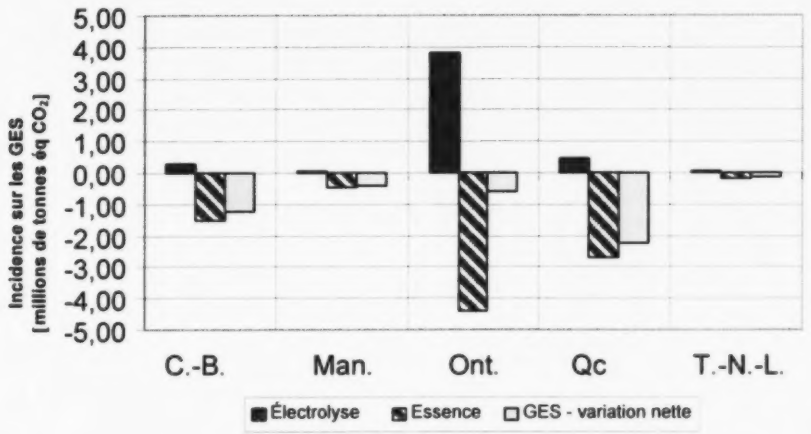


Figure 2-8 Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P1 accéléré en 2020

Dans les provinces où l'intensité des émissions de GES liées à la production de l'électricité est inférieure à 0,44 t éq CO_2/MWh en 2010 et à 0,42 t éq CO_2/MWh en 2020, l'incidence nette sur les émissions de GES est favorable (on obtient une réduction nette des émissions de GES). Cette valeur seuil représente l'équivalent des émissions produites par la combustion mobile de l'essence. Elle s'obtient en convertissant le facteur d'émissions de GES applicable à la combustion mobile de l'essence (tonnes de GES/km) en émissions équivalentes par kilogramme d'hydrogène, en utilisant le taux de consommation d'hydrogène (tonnes d'hydrogène/km). En connaissant la quantité d'électricité nécessaire pour produire un kilogramme d'hydrogène par électrolyse, il a été possible de calculer des émissions équivalentes par unité de production d'électricité. Comme l'indique le **Error! Reference source not found.**, un taux de cet ordre de grandeur serait hors de portée des réseaux provinciaux constitués entièrement de centrales à gaz naturel. Il faudrait que le réseau comporte des centrales hydroélectriques, des centrales nucléaires ou d'autres sources d'électricité non polluantes pour rentabiliser la production et l'utilisation de l'hydrogène. La **Figure 2**-9 illustre l'intensité des émissions de GES dans les neuf provinces étudiées au cours de la phase 1, par rapport à l'intensité cible de 2020 (0,42 t éq CO_2/MWh).

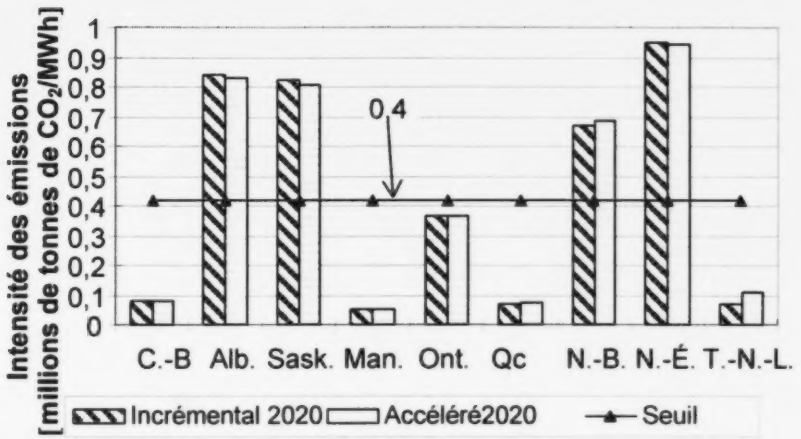


Figure 2-9 Phase 1 - Intensité des émissions, par région

2.3.1.3 Incidence sur les prix de l'électricité

La rentabilité de l'hydrogène comme carburant dans le secteur des transports dépendra de son coût de production, constitué essentiellement du coût de l'électricité nécessaire à sa production et du coût relatif de remplacement de l'essence. Dans la présente section, nous nous concentrerons sur le premier élément de ce coût total, à savoir le coût de l'électricité entrant dans la production de l'hydrogène.

Dans le modèle IPM®, le prix de l'électricité reflète le coût de production de l'unité marginale, ou de l'unité qui détermine le prix à chaque saison et dans chaque segment de charge. Le coût représente la somme des coûts variables d'exploitation et d'entretien (E-E), des coûts du combustible et des charges environnementales à acquitter pour se conformer, en l'occurrence, à la réglementation nationale en matière de changements climatiques et, en Ontario, aux politiques provinciales qui régissent les émissions de NO_X et de SO_2. La Figure 2-10 illustre l'incidence absolue des scénarios de demande P1 incrémental et P1 accéléré sur les prix annuels moyens de l'électricité dans chacune des provinces. À noter que les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens de 2000.

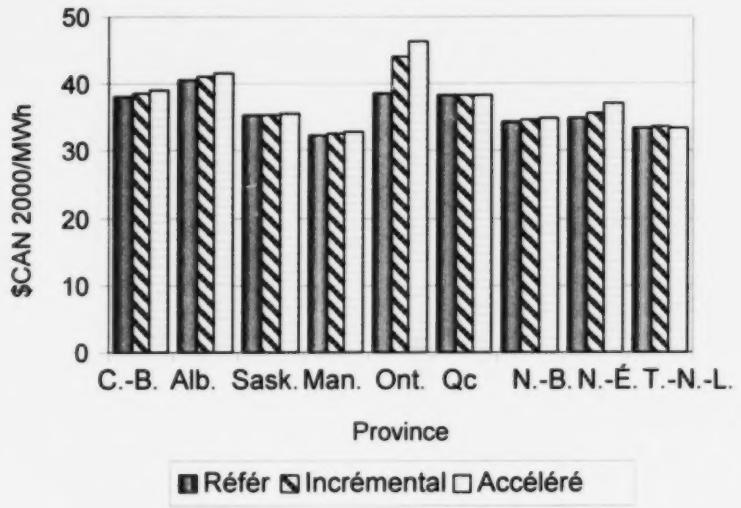


Figure 2-10 Prix de l'énergie dans les scénarios de la phase 1, par province, en 2020

Comme l'indique la figure 2-11, les prix augmentent dans toutes les provinces, dans une proportion qui atteint 15 p. 100 en 2020 dans le scénario P1 incrémental. et de plus de 20 p. 100 en 2020 dans le scénario P1 accéléré. L'ampleur des incidences dépend de la solution retenue dans chaque province pour satisfaire aux besoins additionnels. Dans beaucoup de régions, comme nous l'avons indiqué, la production supplémentaire est assurée par des centrales à gaz existantes ou nouvelles. Si cette capacité était mise en œuvre dans les scénarios d'hydrogène P1 à des heures où elle n'est **pas** utilisée dans le scénario de référence, il en résulterait une augmentation du coût marginal de production durant ces heures, ce qui aurait pour effet d'augmenter le coût moyen de production calculé sur la journée entière. Les régions lourdement tributaires des importations devront payer des prix plus élevés pour obtenir leur électricité dans les scénarios de la phase 1, et réaliseront elles-mêmes des prix annuels moyens plus élevés.

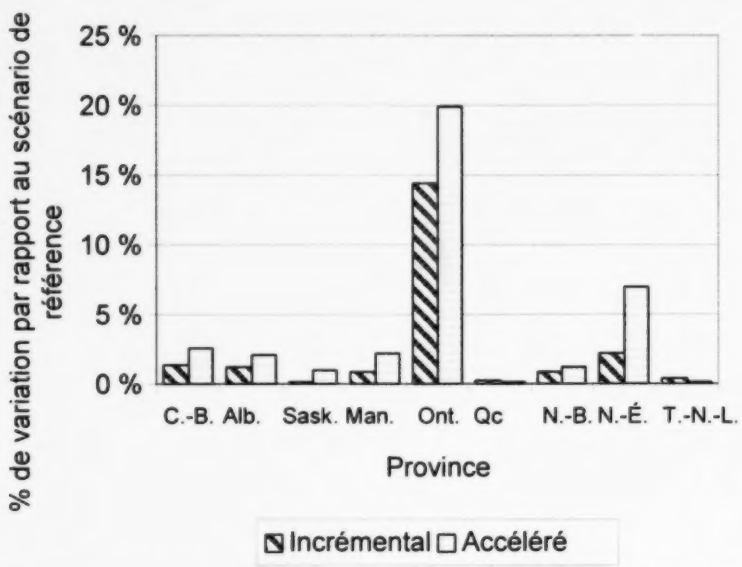


Figure 2-11 Pourcentage de variation du prix annuel moyen de l'énergie dans les scénarios P1 de 2020, par rapport au scénario de référence

Analyse du coût de production de l'hydrogène

Comme nous l'avons vu, l'adoption de l'hydrogène dépendra de son coût de production et de sa compétitivité par rapport à l'essence. Dans la présente section, nous utiliserons les prix de l'énergie obtenus avec le modèle IPM® pour calculer le prix de l'hydrogène à la consommation dans le secteur des transports. Les analystes s'appuient sur l'hypothèse selon laquelle il faut 47 kWh d'électricité pour produire 1 kg d'hydrogène. Nous avons vu à la section 2.2 les hypothèses sous-jacentes aux prévisions de consommation d'hydrogène et d'essence en 2010 et 2020.

Les Figure 2-12 etFigure 2-13 traduisent les prix de l'énergie indiqués à la Figure 2- en coûts par unité de production d'hydrogène.

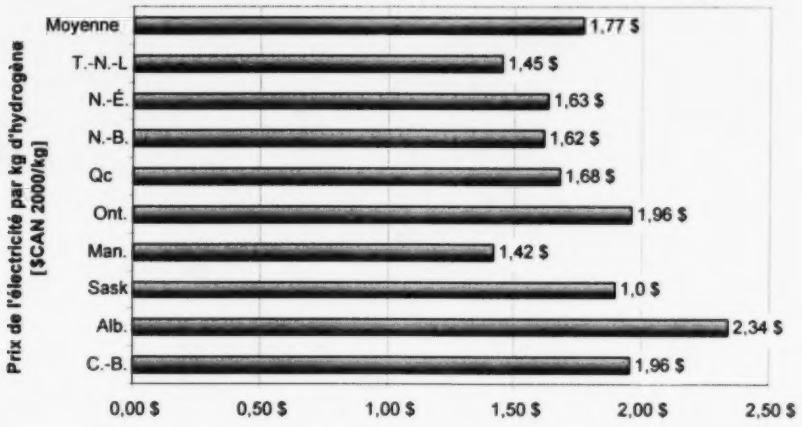


Figure 2-12 Coûts de l'électricité dans le scénario P1 incrémental en 2020

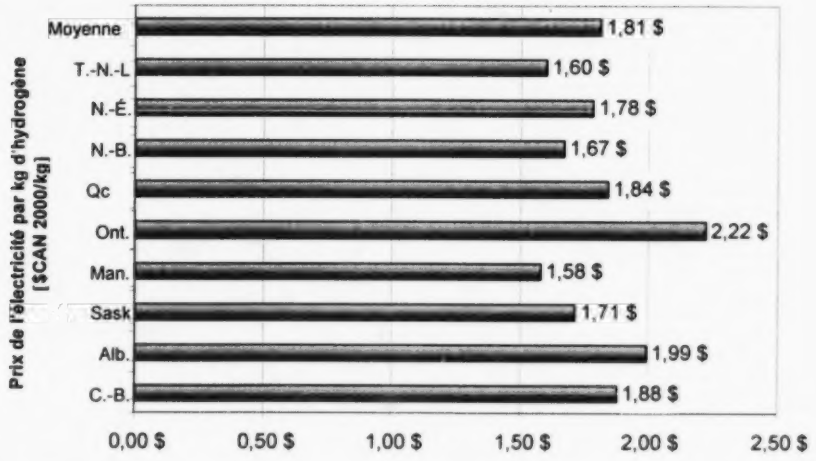


Figure 2-13 Coûts de l'électricité dans le scénario P1 accéléré en 2020

Les figures 2-14 et 2-15 indiquent, pour chaque province, le prix de l'électricité pour produire l'hydrogène nécessaire au remplacement d'un litre d'essence (d'après les consommations de carburant prévues). Ces prix sont à comparer aux prix du marché d'un litre d'essence dans chacune des provinces. En 2020, dans le scénario accéléré, le prix de l'électricité varie de 0,34 \$/kg H_2 en Ontario à 0,24 \$ au Manitoba. À titre de comparaison, le prix moyen de l'essence au Canada est actuellement de 0,46 \$/L (avant taxes) et de 0,77 \$ le litre (après taxes)[21]. À noter que les prix avant taxes varient considérablement d'une région à une autre (de 0,44 \$/L à Toronto à 0,66 \$/L à Vancouver), mais tous sont supérieurs au prix de l'hydrogène. À la lumière de cette analyse, il semble que l'hydrogène constituerait une solution de rechange rentable à l'essence.

Cela dit, il convient de souligner que le prix de l'essence comprend le coût du brut, du raffinage et de la mise en marché. Les prix régionaux pourraient refléter les économies d'échelle réalisées dans les grandes villes et d'autres différences régionales. Or, les prix de l'hydrogène indiqués ici ne comprennent pas les coûts d'approvisionnement en eau nécessaire à l'électrolyse, ni les coûts de stockage et de distribution de l'hydrogène au détail, qui pourraient être considérables.

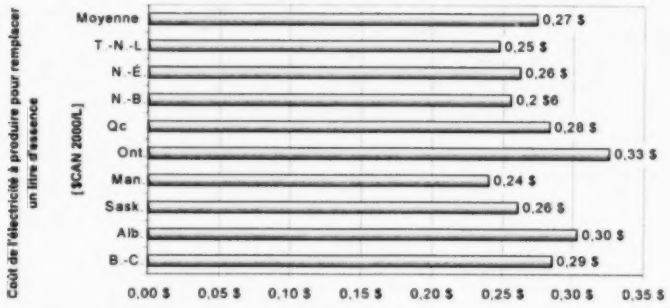


Figure 2-14 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence dans le scénario P1 incrémental en 2020

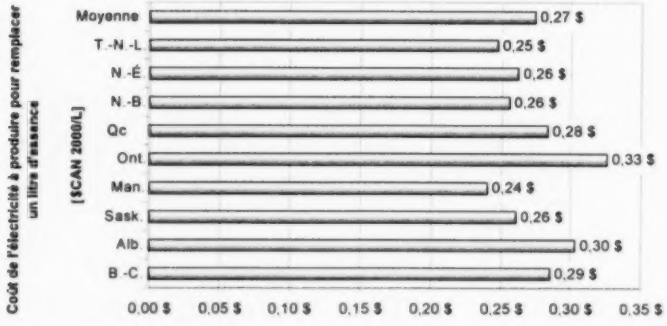


Figure 2-15 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence dans le scénario P1 accéléré en 2020

[21] www.petro-canada.ca Printemps 2003.

2.4 CONCLUSIONS DE LA PHASE 1

La production d'hydrogène à l'échelle régionale pour combler les besoins du secteur des transports au Canada constitue un moyen parmi d'autres de réduire les émissions de GES sous un régime de contrainte carbone. Cependant, pour produire l'hydrogène, il faudra augmenter la production d'électricité au-delà de ce que prévoit le scénario du statu quo. Aussi, doit-on tenir compte de l'incidence *nette* de la production de l'hydrogène sur les émissions autant que sur les prix de l'électricité.

L'analyse donne une première estimation de ces deux incidences majeures. Tant le gouvernement que les consommateurs devront en tenir compte pour déterminer le bien-fondé de la construction d'une infrastructure de production d'hydrogène par électrolyse comme filière de ravitaillement. Les hypothèses sont basées sur des travaux de modélisation antérieurs de Ressources naturelles Canada et sur des discussions avec le GTEE de l'ACPCT concernant, entre autres, la consommation de carburant prévue ainsi que les facteurs d'émissions de GES sur le cycle entier. Les analystes ont élaboré deux scénarios correspondant à deux taux de pénétration de l'hydrogène : le scénario incrémental et le scénario accéléré.

Les deux scénarios ont servi de point de départ pour quantifier **l'incidence, sur les émissions de GES**, d'une augmentation de la demande d'électricité attribuable à l'électrolyse. L'analyse a démontré qu'en 2020, dans le scénario incrémental, chaque kilogramme d'hydrogène remplace 6,75 L d'essence dans le parc des véhicules légers et 20,9 kg d'émissions d'équivalent CO_2. Dans le scénario accéléré, ces valeurs sont de 6,5 L et 19,8 kg, respectivement. L'écart s'explique par la réduction prévue de la consommation de carburant, dans le temps.

Au cours de la modélisation, les analystes ont établi la combinaison des sources d'énergie servant à produire l'électricité supplémentaire nécessaire à la production d'hydrogène, et se sont servis des résultats de cette ventilation pour quantifier l'incidence sur les GES. L'iincidence souhaitée sur les émissions de GES (la réduction des émissions globales) se réalise dans les provinces où l'intensité des émissions générées par la production d'électricité est égale ou inférieure à 0,42 t éq CO_2/MWh en 2020 et à 0,44 t éq CO_2/MWh en 2010. Autrement dit, dans les provinces qui respectent ce critère, l'augmentation des émissions attribuable à la production de l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène *est inférieure à* la quantité d'émissions évitées grâce au remplacement de l'essence, ce qui crée un avantage net. Les provinces dont le parc électrogène se compose principalement de centrales hydroélectriques sont donc avantagées, sur le plan des émissions de GES, par l'implantation d'une production régionale d'hydrogène par voie d'électrolyse. Ce sont la Colombie-Britannique, le Manitoba, le Québec ainsi que Terre-Neuve-et-Labrador. Inversement, dans les provinces tributaires des combustibles fossiles, la mise en place d'une infrastructure de l'hydrogène se traduit par une augmentation nette des émissions de GES, malgré la baisse des émissions générées par les véhicules légers. C'est la situation en Alberta, en Saskatchewan, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Quant à l'Ontario, en raison de son parc électrogène, elle demeure légèrement en deçà de l'objectif de 0,42 t/MWh.

Il importe de souligner qu'en raison des déplacements interprovinciaux, il ne serait pas pratique de construire des usines d'électrolyse uniquement dans les provinces riches en ressources hydroélectriques. Il faut donc étudier l'incidence sur les émissions dans toutes les provinces quant on songe à construire une infrastructure de ravitaillement en hydrogène. La somme des incidences, positives et négatives, prévues dans toutes les provinces, équivaut à une réduction nette des émissions de GES. Cette réduction s'échelonne de 2,2 à 4,4 Mt éq CO_2. Il convient également de préciser que d'autres provinces pourraient choisir de produire l'hydrogène à l'aide de technologies différentes, comme le reformage du méthane à la vapeur. Il existe de nombreux autres procédés, en effet, mais ils n'entrent pas dans le propos du présent rapport.

L' **incidence sur les prix de l'électricité** varie selon les provinces et le parc électrogène affecté à la production de l'électricité supplémentaire nécessaire à la production d'hydrogène. Les provinces qui disposent d'une capacité de réserve suffisante pour répondre à l'augmentation de la demande subissent des augmentations de prix plus faibles que les provinces qui doivent investir massivement dans la construction d'installations ou accroître leurs exportations pour satisfaire aux besoins. Dans le scénario accéléré en 2020, c'est en Ontario que le pourcentage d'augmentation est le plus élevé (environ 20 p. 100 par rapport au scénario de référence). Les limites de la capacité de transport de l'électricité en provenance des États-Unis et l'encombrement des lignes de transport qui acheminent l'électricité de Terre-Neuve-et -Labrador en transitant par le Québec ne laissent à l'Ontario d'autre choix que d'accroître sa production d'origine fossile sous le régime de réglementation des émissions de SO_2, et de NO_x , et sous un régime national de contrainte carbone. Cela dit, dans la plupart des autres provinces, l'augmentation des prix est inférieure à 5 p. 100 en 2020. Ces effets sur les prix de l'électricité sont un facteur parmi d'autres qui déterminent le coût de production de l'hydrogène.

Pour mettre en contexte les prix de l'électricité, il a été utile d'établir une comparaison avec les prix de l'essence. Dans toutes les provinces, le coût de l'électricité nécessaire à la fabrication de l'hydrogène pour remplacer un litre d'essence se chiffre en moyenne à 0,28 $/L dans le scénario accéléré en 2020. Ce prix est inférieur au coût moyen de l'essence, mais il ne comprend pas les coûts d'exploitation et autres liées à la production et à la distribution de l'hydrogène. En comparaison, le prix avant taxes de l'essence est actuellement d'environ 0,47 $/L et comprend le coût du brut ainsi que les coûts du raffinage et de la mise en marché.

La décision de doter ou non le Canada d'une infrastructure de l'hydrogène devra être prise en tenant compte de l'incidence sur l'environnement et les coûts dont il a été question ci-dessus. Il faudra connaître avec plus de certitude les réductions d'émissions de GES produites et régler la question de la paternité de ces réductions en vertu d'une politique canadienne de lutte contre les changements climatiques. Il faudra tenir compte également d'autres éléments de coût, notamment le coût d'exploitation d'un poste de ravitaillement en hydrogène au détail. Les résultats de cette analyse, toutefois, indiquent que le Canada peut retirer d'une infrastructure de l'hydrogène des avantages nets sur le plan de l'environnement, à des coûts comparables aux prix actuels du carburant.

En raison du caractère préliminaire de notre analyse, les hypothèses ont été établies d'après des études facilement accessibles, les tendances historiques et les prévisions, et seulement deux scénarios ont été exécutés. Ceux-ci devaient servir de point de départ à des analyses ultérieures qui n'entraient pas dans le cadre de ce projet, afin de déterminer la sensibilité à chacune des variables étudiées. Une analyse plus détaillée reposant sur d'autres scénarios augmenterait la fiabilité des résultats. En outre, les analystes ont fait abstraction de plusieurs autres facteurs, dont les coûts liés à l'utilisation de l'eau nécessaire à l'électrolyse ainsi que les coûts de la construction de l'infrastructure de production et de distribution de l'hydrogène au détail. C'est pourquoi les résultats de la phase initiale nous donnent une première idée de l'orientation à suivre et des pistes à explorer. Il vaut la peine de mentionner que cette analyse nous a fourni un modèle étoffé des provinces, à partir duquel nous pourrons facilement examiner d'autres sensibilités et scénarios.

3 PHASE 2

3.1 ÉLABORATION DES SCÉNARIOS DE LA PHASE 2

Au cours de la phase 1, les analystes ont établi un ordre de grandeur du marché énergétique provincial et de l'incidence, sur les émissions de GES, d'une augmentation de la demande d'électricité attribuable à la production d'hydrogène. Dans la foulée des résultats obtenus, ils ont élaboré, avec l'aide du GTEE de l'ACPCT, deux scénarios de demande révisés, qu'ils ont soumis à deux analyses de sensibilité au cours de la phase 2 (P2). Le scénario de référence établi pour les besoins de la phase 1 (décrit à la section 1.2.2) avait produit une série de résultats auxquels on pourrait comparer les effets relatifs des deux scénarios de demande et des quatre analyses de sensibilité de la phase 2.

Comme dans la phase 1, ces comparaisons ont permis d'évaluer la rentabilité de l'électrolyse comme filière de production d'hydrogène en tenant compte du coût de l'électricité et de l'incidence sur les émissions de GES. Le GTTE a apporté une contribution plus précise aux principales hypothèses concernant l'hydrogène.

Les deux scénarios analysés étaient très semblables à ceux de la phase 1. Dans l'un d'eux, on présumait que la technologie de l'hydrogène serait adoptée à un taux modéré jusqu'en 2010 et que sa disponibilité augmenterait en 2020 (scénario incrémental). Dans le second, on prévoyait que la technologie de l'hydrogène serait adoptée plus rapidement (scénario accéléré). Les analystes ont ensuite exécuté sur chacun des scénarios des tests de sensibilité à deux facteurs : la période du jour où l'électricité supplémentaire serait produite et un prix du carbone plus élevé. Cela fait en tout six réalisations du modèle au cours de la phase 2 (voir le Tableau 3-1).

Tableau 3-1 Tests du modèle au cours de la phase 2

	Hypothèses du scénario principal	**Analyses de sensibilité (toutes les hypothèses des scénarios principaux, plus des modifications à des variables spécifiques)**	
		Prix élevé du carbone	**Durée du jour**
Scénario P2 incrémental hors pointe	Rajustement des valeurs adoptées dans les hypothèses de base; demande d'électricité supplémentaire au cours des heures creuses seulement; prix du carbone de 10 $CAN/t CO_2	Prix du carbone de 53,33 $CAN/tonne de CO_2 (40 $US/tonne de CO_2)	Demande d'électricité supplémentaire étalée sur toutes les heures de la journée
Scénario P2 accéléré hors pointe	Rajustement des valeurs adoptées dans les hypothèses de base; demande d'électricité supplémentaire au cours des heures creuses seulement; prix du carbone de 10 $CAN/tonne de CO_2	Prix du carbone de 53,33 $CAN/t CO_2 (40 $US/t CO_2)	Demande d'électricité supplémentaire étalée sur toutes les heures de la journée
Nombre total de tests du modèle	2	2	2

On se rappellera que le développement d'une économie de l'hydrogène dépend de l'existence d'un marché sous contrainte carbone. Aussi, aux fins de l'analyse, nous avons prévu dans le scénario de référence et dans les scénarios de demande un coût du carbone de 10 $CAN/t[22] CO_2[23]

L'analyse des scénarios a mis en évidence l'incidence possible d'une augmentation de la demande d'énergie sur le secteur de l'électricité. Cette analyse s'appuyait sur une estimation de l'accroissement de la production d'électricité attribuable à l'adoption de l'hydrogène dans les deux scénarios révisés (P2 incrémental hors pointe et P2 accéléré hors pointe)[24] en 2010 et 2020, ainsi que dans les analyses de la sensibilité aux deux variables introduites (période du jour où l'électricité est produite et coût élevé du carbone). Le modèle IPM® a quantifié l'incidence de l'hydrogène sur la production de l'électricité et le prix de l'électricité qui en résulte dans chacune des six réalisations du modèle en 2010 et 2020. En s'appuyant sur les nombreux extrants du modèle (prix, production par type de capacité, etc.), comme dans la phase 1, les analystes ont déterminé l'avantage net, sur le plan des émissions de GES, de l'adoption de la technologie des piles à combustible et de la production d'hydrogène par voie d'électrolyse dans chacun des scénarios et en fonction de chacune des variables considérées.

3.1.1 Scénarios de l'économie de l'hydrogène

L'analyse était basée sur la quantité d'électricité nécessaire à la fabrication d'hydrogène par voie d'électrolyse dans deux scénarios de la demande d'hydrogène (P2 incrémental et P2 accéléré). Chaque scénario prévoit un taux différent de pénétration de l'hydrogène. Les valeurs de ce taux utilisées dans la phase 1 ont été précisées pour les besoins de la phase 2.

- **Scénario P2 incrémental hors pointe.** Dans le scénario incrémental, on présume que 0,1 p. 100 du parc automobile total, dans chaque région, fonctionnera exclusivement à l'hydrogène en 2010, et 6 p. 100 en 2020. Autrement dit, en 2010, les véhicules mus par l'hydrogène parcourront 0,1 p. 100 des kilomètres-véhicules estimés dans le scénario de référence « sans hydrogène ».

- **Scénario P2 accéléré hors pointe.** Dans le scénario accéléré, le GTEE a présumé que 0,2 p. 100 du parc automobile total fonctionnerait à l'hydrogène en 2010, et 11,5 p. 100 en 2020. Ainsi, en 2010, les véhicules légers mus par l'hydrogène parcourraient 0,2 p. 100 des kilomètres-véhicules estimés dans le scénario de référence, et ce pourcentage passerait à 11,5 p. 100 en 2020.

Comme dans la phase 1, les analystes se sont servis du modèle IPM® pour obtenir une prévision de la production, par type de combustible et par province, du parc électrogène qui fournira l'électricité supplémentaire nécessaire à l'électrolyse. En se basant sur la composition du parc électrogène, ils ont chiffré l'incidence de la production d'hydrogène sur les émissions de GES, et ont pour cela utilisé un facteur d'émissions sur le cycle entier (qui englobe la production, le traitement, le transport et le stockage) lié au combustible consommé par la centrale. Les facteurs d'émissions ont été fournis par le modèle GHGenius de Ressources naturelles Canada.

---

[22] Le gouvernement du Canada a indiqué qu'il permettrait aux grands émetteurs finaux, comme les centrales, d'avoir accès à des crédits de 15 $/t CO_2 si aucun crédit n'était par ailleurs disponible à un prix moindre. Aux fins de l'analyse, nous avons utilisé un prix de 10 $/t CO_2

[23] D'autres règlements pertinents en matière d'émissions ont été inclus, en l'occurrence le Règlement 397 de l'Ontario qui régit les émissions de NO_x et de SO_2 des installations de production d'électricité.

[24] Nous avons présumé, on se le rappellera, que l'électricité supplémentaire serait produite durant les heures creuses, lorsque les prix de l'électricité sont les plus faibles. Ce scénario se distingue de l'autre que nous avons considéré ultérieurement, dans lequel la production de l'électricité supplémentaire était étalée sur toute la période de la journée (voir la section 3.2 et la Figure 3-3).

3.2 HYPOTHÈSES DE LA PHASE 2 – PRINCIPAUX INTRANTS DU MODÈLE

Les caractéristiques du parc automobile ont été précisées dans la phase 2. Le groupe des véhicules étiquetés comme des véhicules légers dans la phase 2 se réduisait aux seules voitures (véhicules de masse inférieure à 10 000 lb définis par des caractéristiques communes sur le plan du carburant et des émissions). Dans la phase 2, les véhicules légers ont été définis comme l'ensemble des voitures et des camions légers; ils étaient désignés par deux ensembles de caractéristiques sur le plan du carburant et des émissions, y compris l'efficacité énergétique.

Les analystes ont estimé la hausse de la production d'électricité (à l'échelle régionale) nécessaire pour répondre à la demande d'hydrogène produite par voie d'électrolyse pour 2010 et 2020 dans les scénarios P2 incrémental hors pointe et P2 accéléré hors pointe, en se basant sur l'information fournie par Ressources naturelles Canada. À l'aide des prévisions des kilomètres-véhicules parcourus et de la consommation de carburant, ils ont dressé des estimations de la consommation d'essence. À partir de ces valeurs, et en tenant compte de l'équivalence énergétique de l'essence et de l'hydrogène, ils ont pu calculer la quantité équivalente d'hydrogène nécessaire pour parcourir la même distance. À partir de ce résultat, ils ont pu estimer la quantité d'électricité nécessaire pour fournir cette quantité d'hydrogène et l'intégrer au modèle IPM®.

Une des hypothèses simplificatrices dans les phases 1 et 2 était que tous les véhicules roulent actuellement à l'essence. Or, la distinction établie entre les caractéristiques des camions légers et celles des voitures, qui ne l'était pas dans la phase 1, aura un effet sur la quantité d'essence nécessaire, la quantité équivalente à produire et, par conséquent, la quantité d'électricité supplémentaire à produire dans la phase 2.

3.2.1 Calcul de la consommation d'essence équivalente

Le volume total de carburant (essence) consommé par les voitures et les camions légers en 2010 et 2020 a été calculé d'après le nombre de véhicules de chaque type, le nombre de kilomètres-véhicules parcourus par an et la consommation de carburant de chaque type de véhicules (Tableau 3-3). Toutes ces données ont été communiquées par Ressources naturelles Canada (voir l'équation ci-dessous).

Consommation totale d'essence (L) =

[Nombre de voitures * Kilomètres-véhicules parcourus par voiture par an * Consommation d'essence (L/100 km)] +
[Nombre de camions légers * Kilomètres-véhicules parcourus par camion léger par an * Consommation d'essence (L/100 km)]

Les résultats de consommation obtenus pour l'ensemble du Canada ont été convertis en estimations régionales, d'après le nombre relatif de véhicules légers par région (en pourcentage du nombre total de véhicules légers au Canada, qui dépasse 17 millions; voir la Figure 2-1 à la section 2.2). Les taux de pénétration prévus dans les scénarios ont été appliqués aux nombres de véhicules légers, afin d'estimer la **quantité d'essence à remplacer** par l'hydrogène, comme le montre le Tableau 3-2.

Tableau 3-2 Taux de pénétration de l'hydrogène sur le marché des véhicules légers, dans les scénarios de la phase 2

Scénario	Année	Taux de pénétration [%]	Nombre de véhicules à hydrogène [millions de véhicules légers]	
			Voitures	Camions légers
P2 incrémental	2010	0,1	0,010	0,008
	2020	6,0	0,695	0,536
P2 accéléré	2010	0,2	0,020	0,016
	2020	11,5	1,332	1,026

Nota : Mise à jour des chiffres utilisés dans la phase 1, page 2-3.

3.2.2 Calcul de la consommation d'hydrogène équivalente

En se basant sur les prévisions de la consommation de carburant indiquées dans le Tableau 3-3, les analystes ont calculé la quantité d'hydrogène nécessaire pour parcourir la même distance qu'avec l'essence. Le volume d'hydrogène consommé représente donc l'équivalent énergétique du volume d'essence consommé pour accomplir le même travail. Voici un modèle d'équation pour une année donnée.

Consommation totale d'hydrogène (kg) =

[Nombre de voitures * Kilomètrers-véhicules parcourus par voiture par an * Consommation d'hydrogène (kg/km) * Taux de pénétration] +
[Nombre de camions légers * Kilomètres-véhicules parcourus par camion léger par an* Consommation d'hydrogène (kg/km) * Taux de pénétration]

Tableau 3-3 Consommation de carburant dans la phase 2

Véhicule léger	Année	Consommation d'essence [L/100 km]	Pourcentage d'amélioration	Consommation d'hydrogène [kg/100 km]	En fonction ...
Voitures	2000	9,7			
	2010	9,3	4 % par rapport à 2000	1,4	d'une efficacité faible
	2020	8,7	10 % par rapport à 2000	1,0	d'une efficacité moyenne
Camions légers	2000	13,7			
	2010	13,3	3 % par rapport à 2000	1,86	des ratios de consommation moyenne de carburant de l'entreprise
	2020	12,5	9 % par rapport à 2000	1,33	des ratios de consommation moyenne de carburant de l'entreprise

Source : Talbot, R. 2003. (Mise à jour, par le GTEE, des chiffres utilisés dans la phase 1, page 2-4).

3.2.3 Conversion de la demande d'hydrogène en demande d'électricité

Enfin, les analystes ont converti la demande d'hydrogène en demande d'électricité à l'aide des hypothèses retenues pour l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène électrolytique. Ils ont établi qu'il faudrait 55 kWh d'électricité pour produire 1 kg d'hydrogène par voie d'électrolyse[25] en 2010 et 50 kWh en 2020, respectivement. La demande est plus élevée que celle que l'on avait présumée dans la phase 1. À noter que ces valeurs de conversion comprennent l'électricité nécessaire pour produire l'hydrogène et maintenir la pression à 350 bars, mais elles ne tiennent pas compte de l'électricité nécessaire au ravitaillement des véhicules (distributeurs, détecteurs, machines à facturer ou alimentation de la balance du poste). Le Tableau 3-4 indique en résumé la quantité d'électricité supplémentaire à produire dans chacun des scénarios considérés en 2010 et 2020. Les Figure 3-1 et 3-2 montrent les pourcentages d'augmentation de la demande, par province, dans chacun des scénarios principaux.

Tableau 3-4 Quantité d'électricité supplémentaire nécessaire à la production de l'hydrogène, par région [MWh]

Scénario	Année	C.-B.	Alb.	Sask.	Man.	Ont.	Qc	N.-B.	N.-É.	T.-N.-L.
P2 incrémental hors pointe	2010	36,212	32,738	12,981	10,712	105,893	64,815	7,858	8,225	4,516
	2020	1,665,047	1,496,259	593,280	489,590	4,839,704	2,962,299	359,160	375,899	206,409
P2 accéléré hors pointe	2010	72,425	65,467	25,962	21,424	211,785	129,630	15,717	16,449	9,032
	2020	3,172,172	2,867,830	1,137,120	938,380	9,276,100	5,677,741	688,391	720,472	395,617

[25] Données du H2 Information Network du Department of Energy des États-Unis (http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/hydrogen/faqs.html), communiquées par leGTEE.

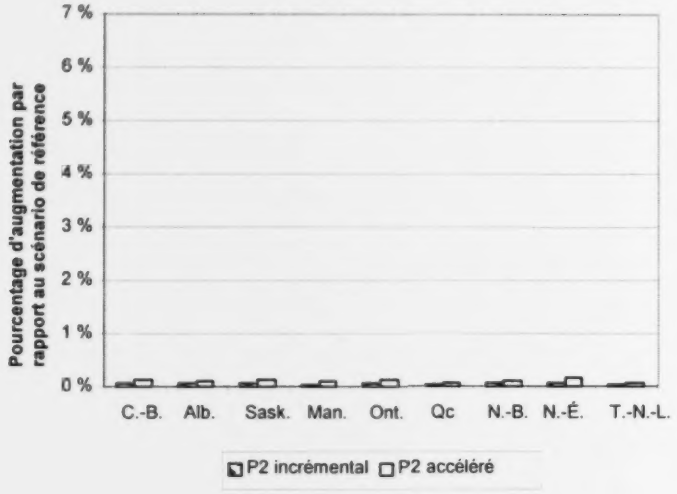


Figure 3-1 Pourcentage d'augmentation de la demande par rapport au scénario de référence en 2010 – P2 hors pointe

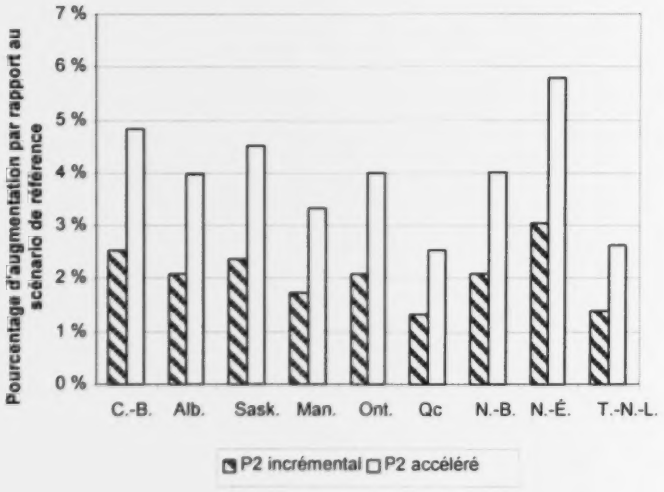


Figure 3-2 Pourcentage d'augmentation de la demande par rapport au scénario de référence en 2020 – P2 hors pointe

Dans la scénario P2 incrémental hors pointe, la demande d'électricité augmente par rapport au scénario de référence dans une proportion qui varie selon la province de 1,3 à 3,0 p. 100 de la demande totale en 2020. Dans le scénario P2 accéléré hors pointe, la demande d'électricité est presque le double.

Sous l'effet conjugué des nombreuses modifications apportées aux hypothèses, la demande est plus faible dans la phase 2 que dans la phase 1. Pour une comparaison détaillée des calculs, voir l'appendice F.

Aux fins de l'analyse, nous avons présumé que la production d'électricité supplémentaire serait concentrée dans les heures où la demande provinciale serait généralement à son plus bas, comme dans la phase 1. Le profil de production serait tel que l'électricité nécessaire à la production de l'hydrogène serait fournie au plus faible coût et épargnerait aux provinces la nécessité de rajuster la charge de pointe. La Figure 3-3 montre la répartition de la demande supplémentaire dans le profil de charge en Colombie-Britannique. Elle indique la production totale tout au long de l'année 2020, heure par heure (l'heure « 1 » équivalant à la période écoulée entre minuit et 1 h du matin, l'heure « 2 » entre 1 h et 2 h, et ainsi de suite) dans le scénario de référence, ainsi que les quantités à ajouter dans les scénarios P2 incrémental et P2 accéléré. On constate que les ajouts ont pour effet de lisser le profil de charge sur toute la durée de la journée, sans augmenter la charge de pointe.

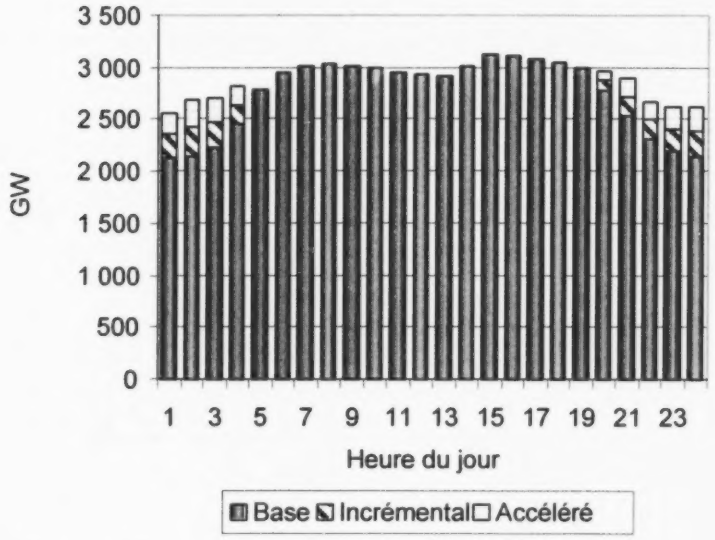


Figure 3-3 Demande horaire rajustée en Colombie-Britannique, en 2020, phase 1

Dans l'analyse de la sensibilité à la période du jour, à laquelle on a procédé au cours de la phase 2 et dont les résultats sont expliqués à la section 0, nous avons examiné une situation où les producteurs d'hydrogène utiliseraient de l'électricité produite au cours des heures de pointe, notamment entre les heures 15 et 17 représentées à la Figure 3-3.

3.3 RÉSULTATS DE LA PHASE 2

Dans la présente section, nous indiquons les résultats de l'analyse du marché de l'électricité à laquelle nous avons procédé durant la phase 2 au moyen du modèle IPM®, ainsi que les données obtenues au sujet des émissions nettes de GES liées au remplacement de l'essence. Nous avons ainsi obtenu des données sur les décisions d'exploitation et sur les prix de l'énergie découlant de l'augmentation de la demande d'électricité par suite de la production d'hydrogène, par région. Ces résultats ont ensuite alimenté le processus de postmodélisation visant à comparer les émissions liées à la production d'hydrogène avec les émissions remplacées ou évitées de l'essence sur le cycle entier.

Dans un premier temps, nous présentons les résultats des scénarios analysés dans la phase 2. Nous commençons par les deux scénarios principaux (incrémental et accéléré hors pointe), suivis du scénario à prix élevé du carbone et du scénario de sensibilité à la période du jour. Nous comparons les résultats de chacun des scénarios de sensibilité avec ceux des scénarios principaux de manière que l'incidence de la variable testée – en l'occurrence le prix du CO_2 ou la période du jour où l'hydrogène est produit – puisse être isolée de l'incidence des scénarios principaux.

Résultats du modèle IPM®

La rentabilité relative de l'hydrogène utilisé comme carburant dans le secteur des transports dépendra de nombreux facteurs, dont le coût de l'infrastructure nécessaire à la production et au stockage de l'hydrogène, et le prix de revient de l'électricité utilisée dans la production de l'hydrogène. L'apport potentiel de l'hydrogène à la réduction des émissions de carbone au Canada sera déterminé par la demande d'hydrogène en remplacement de l'essence, et par le profil environnemental de l'électricité utilisée pour produire cet hydrogène. En se basant sur les scénarios de demande d'hydrogène de la phase 2, décrits ci-dessus, les analystes se sont intéressés à deux de ces facteurs déterminants : le coût de l'électricité entrant dans la production de l'hydrogène et les émissions de GES liées à cette production d'électricité supplémentaire. Dans la présente section, nous exposons les résultats de l'analyse effectuée au moyen du modèle IPM® à l'échelle provinciale afin d'évaluer et de quantifier les effets régionaux de l'électrolyse, d'après les indicateurs d'émissions et de prix.

3.3.1 Résultats : Scénarios P2 incrémental et P2 accéléré hors pointe

3.3.1.1 Réponse du marché de l'électricité aux scénarios de demande

La réponse des réseaux d'électricité provinciaux à l'augmentation de la demande, dans les scénarios P2 incrémental et P2 accéléré hors pointe, détermine l'incidence des scénarios de demande sur les prix de l'électricité et les profils d'émissions. Dans les sections suivantes, nous analysons les facteurs à considérer, sur le plan de l'environnement et des coûts, pour déterminer la viabilité de la production de l'hydrogène.

Incidence sur le parc électrogène

L'incidence, sur les coûts et les émissions, de la production de l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène, dans la phase 2, est dictée par un ensemble de décisions en matière de production et d'expansion de capacité très semblable à celui qui a été retenu dans les scénarios de la phase 1. Pour en obtenir une description complète, le lecteur est prié de se reporter au Tableau 2-4, page 2-8

dans la section du présent rapport qui traite de la phase 1. De façon générale, l'électricité supplémentaire nécessaire à la production d'hydrogène serait fournie, dans les provinces riches en ressources hydroélectriques, par de légères hausses de production des centrales à combustible fossile et par une réduction des exportations vers les régions voisines. Dans les autres provinces, il faudrait mettre en service une nouvelle centrale à gaz naturel, en plus d'une augmentation de la production d'origine fossile (notamment en exploitant la capacité en place) et en diminuant les exportations nettes par rapport au scénario de référence.

Les Tableau 3-5 et Tableau 3-6 indiquent la composition du parc électrogène dans chaque province, ou encore la part de l'électricité produite au cours des heures creuses, par source d'énergie, par suite de l'augmentation de la demande, durant les heures au cours desquelles la charge supplémentaire est concentrée. Seuls les chiffres de 2020 sont indiqués. Pour une liste complète, voir l'**Error! Reference source not found.**.

Tableau 3-5 Ventilation de la production d'électricité servant à la production d'hydrogène, par type de combustible et par région
(Scénario P2 incrémental hors pointe en 2020)

	Charbon	Gaz	Mazout	Hydro	Nucléaire	Autres sans carbone
C.-B.	0 %	12 %	0 %	86 %	0 %	2 %
Alb.	57 %	40 %	0 %	0 %	0 %	3 %
Sask.	56 %	38 %	0 %	5 %	0 %	1 %
Man.	2 %	0 %	0 %	98 %	0 %	0 %
Ont.	18 %	32 %	0 %	6 %	43 %	1 %
Qc	0 %	9 %	0 %	85 %	3 %	3 %
N.-B.	16 %	20 %	39 %	1 %	23 %	2 %
N.-É.	77 %	19 %	0 %	0 %	0 %	3 %
T.-N.-L	0 %	9 %	0 %	91 %	0 %	0 %

Tableau 3-6 Ventilation de la production d'électricité servant à la production d'hydrogène, par type de combustible et par région
(Scénario P2 accéléré hors pointe en 2020)

	Charbon	Gaz	Mazout	Hydro	Nucléaire	Autres sans carbone
C.-B.	0 %	11 %	0 %	87 %	0 %	2 %
Alb.	56 %	41 %	0 %	0 %	0 %	3 %
Sask.	53 %	40 %	0 %	6 %	0 %	1 %
Man.	2 %	0 %	0 %	98 %	0 %	0 %
Ont.	17 %	32 %	0 %	8 %	42 %	1 %
Qué.	0 %	10 %	0 %	84 %	3 %	3 %
N.-B.	16 %	19 %	41 %	1 %	22 %	2 %
N.-É.	75 %	21 %	0 %	1 %	0 %	3 %
T.-N.-L	0 %	12 %	0 %	88 %	0 %	0 %

L'utilisation de centrales à gaz nouvelles et existantes pour répondre à la nouvelle demande a pour effet d'accroître de plus de 17 TWh, ou 14 p. 100, la production d'électricité à partir du gaz naturel à l'échelle nationale en 2020 dans le scénario accéléré, par rapport au scénario de référence. Pour le reste, la nouvelle demande serait comblée par des importations des États-Unis et par de légères hausses de la production des centrales à charbon et à mazout.

3.3.1.2 Incidence de la production d'hydrogène sur les émissions de GES

À partir de la variation de la composition de la production d'électricité dans chaque province, indiquée aux Tableau 3-5 et Tableau 3-6 ci-dessus, les analystes ont déterminé l'incidence, sur les émissions de GES, de la production de l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène. Même si

la filière du gaz naturel fournit la majeure partie de la production supplémentaire et détermine le coût marginal de production, comme le décrit le Tableau 2-4, le producteur d'hydrogène ne recevra pas nécessairement son électricité directement de ces sources. Il utilisera l'électricité provenant d'un parc électrogène de même composition que celui qui est mis à la disposition des autres consommateurs, de sorte que l'incidence sur les émissions devra être déterminée en conséquence. Les analystes ont donc recouru à des pourcentages d'utilisation du parc électrogène entier pour estimer les émissions de GES générées par la production d'électricité.

Incidence nette, sur les émissions de GES, du remplacement de l'essence et de l'augmentation de la consommation d'électricité

L'incidence sur les émissions de GES est la résultante des effets nets de deux activités connexes : la production d'électricité supplémentaire pour alimenter en énergie le procédé de production d'hydrogène, qui tend à accroître les émissions du secteur de l'électricité, et l'utilisation de cet hydrogène pour remplacer l'essence dans un pourcentage prédéterminé de voitures et de camions légers, qui a pour effet de réduire les émissions du secteur des transports. Ainsi, l'incidence nette sur les émissions de GES s'obtient au moyen de la formule suivante :

Incidence nette sur les GES (essence évitée et augmentation de la consommation d'électricité) = Émissions de GES liées à la production de l'électricité – Émissions de GES évitées grâce au remplacement de l'essence

Un résultat négatif correspond à une réduction nette des émissions produites par un service de transport à un niveau donné. Nous reviendrons plus en détail sur le calcul de ces deux éléments.

Émissions de GES évitées grâce à l'utilisation de l'hydrogène

Les émissions de GES évitées grâce au remplacement de l'essence par l'hydrogène sont évaluées d'après :

- le volume estimé d'essence remplacée dans chacun des scénarios P2 en 2010 et en 2020 (la section 3.2 décrit la méthodologie et le Tableau 3-3 indique la consommation de carburant)
- les facteurs d'émissions sur le cycle entier, fournis par Ressources naturelles Canada (voir le Tableau 3-9).

Les analystes se sont servis de l'estimation du volume (en millions de litres) d'essence remplacée dans chacun des scénarios P2 en 2010 et 2020 (voir la section 3.2), de pair avec un facteur d'émissions sur le cycle entier afin de quantifier les émissions de GES évitées grâce au remplacement de l'essence. Le facteur d'émissions englobe les émissions de CO_2, de N_2O et de CH_4 générées par les véhicules (combustion), ainsi que par la distribution, la production et le transport du carburant (voir les Tableau 3-7 et Tableau 3-8).

Tableau 3-7 Facteurs d'émissions de GES liés à la consommation d'essence par les voitures (cycle entier)

2010					
Essence 30 ppm S (cycle du carburant)	466,2	Grammes éq CO_2	par	1	mille
	289,75	Grammes	par	1	km
	289,75	Tonnes	par	1 000 000	km
2020					
Essence 30 ppm S (cycle du carburant)	433,3	Grammes	par	1	mille
	269,30	Grammes	par	1	km
	269,30	Tonnes	par	1 000 000	km

Source :Talbot, R. 2003. Mise à jour des chiffres de la phase 1, page 2-11.
À noter que les facteurs d'émissions de GES ne tiennent pas compte de l'assemblage et du transport des véhicules, ni des matériaux entrant dans leur composition (y compris le stockage), ni la production et l'utilisation des huiles lubrifiantes. On présume que ces activités sont à peu près les mêmes dans le cas des véhicules à hydrogène.

Tableau 3-8 Facteurs d'émissions de GES liés à la consommation d'essence par les camions légers (cycle entier)

2010					
Essence 30 ppm S (cycle du carburant)	675,3	Grammes éq CO_2	par	1	mille
	419,70	Grammes	par	1	km
	419,70	Tonnes	par	1 000 000	km
2020					
Essence 30 ppm S (cycle du carburant)	632,3	Grammes	par	1	mille
	392,98	Grammes	par	1	km
	392,98	Tonnes	par	1 000 000	km

Source :Talbot, R. 2003.
À noter que les facteurs d'émissions de GES ne tiennent pas compte de l'assemblage et du transport des véhicules, ni des matériaux entrant dans leur composition (y compris le stockage), ni de la production et de l'utilisation des huiles lubrifiantes. On présume que ces activités sont à peu près les mêmes dans le cas des véhicules à hydrogène.

La Figure 3-4 indique les émissions évitées, par province, grâce au remplacement des voitures et des camions légers à essence par des véhicules à hydrogène, dans les scénarios P2 incrémental et P2 accéléré en 2010 et 2020. Dans toutes les figures, une valeur négative indique une réduction des émissions. À noter la différence d'échelle par rapport aux chiffres de la phase 1, en raison de l'ordre de grandeur accru des réductions d'émissions.

Parmi le parc automobile, les camions affichent des facteurs d'émissions plus élevés et une consommation de carburant plus forte que les autres véhicules. Ces deux facteurs expliquent en partie pourquoi la quantité d'émissions évitées est plus élevée dans la phase 2 que dans la phase 1. Cette différence est particulièrement marquée dans le scénario accéléré en 2020. C'est dans les provinces ayant les plus grands parcs automobiles, comme l'Ontario et le Québec, que les émissions de GES évitées sont les plus élevées quand on passe de l'essence à l'hydrogène, car les facteurs d'émissions sont directement liés aux kilomètres-véhicules parcourus et, par le fait même, à la taille du parc automobile.

Étant donné que la part provinciale des véhicules (voitures et camions légers) est basée sur le pourcentage régional de tous les véhicules légers (Figure 2-1), les émissions de GES évitées sont directement proportionnelles au nombre de véhicules qui sont présumés entrer sur le marché en 2010 et 2020 aux différents taux de pénétration considérés (P2 incrémental et P2 accéléré). Autrement dit, plus il y aura de véhicules fonctionnant à l'hydrogène à l'échelle provinciale, plus grandes seront les émissions de GES évitées. Les provinces dotées des parcs automobiles les plus imposants seront celles qui réduiront le plus les émissions de GES par suite de l'adoption de l'hydrogène.

Figure 3-4 Émissions évitées grâce au remplacement de l'essence, par province

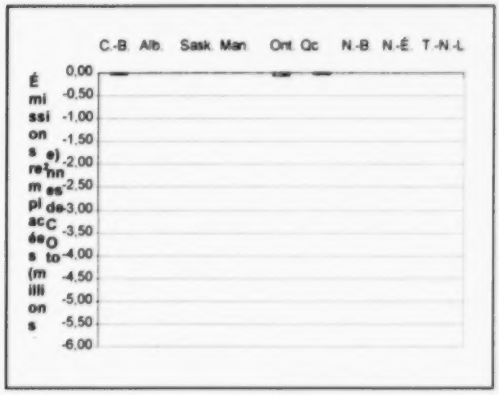


Figure 3-4a Émissions découlant de la consommation d'essence, par province (P2 incrémental hors pointe en 2010)

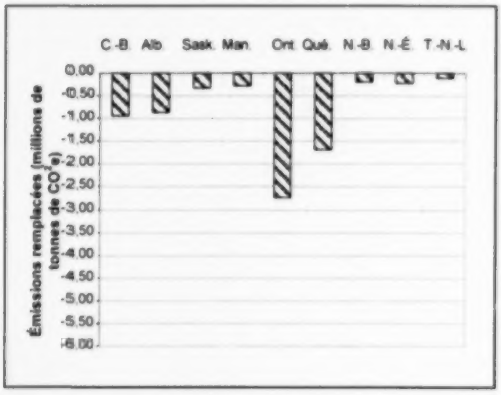


Figure 3-4b Émissions découlant de la consommation d'essence, par province (P2 incrémental hors pointe en 2020)

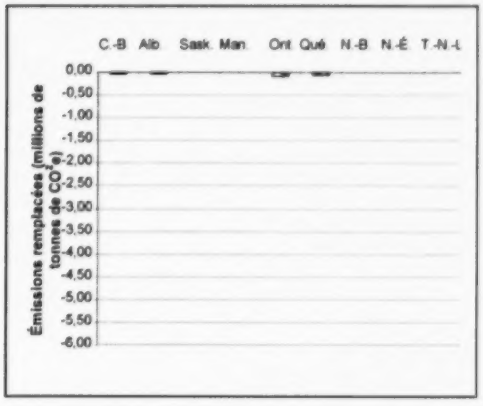


Figure 3-4c Émissions découlant de la consommation d'essence, par province (P2 accéléré hors pointe en 2010)

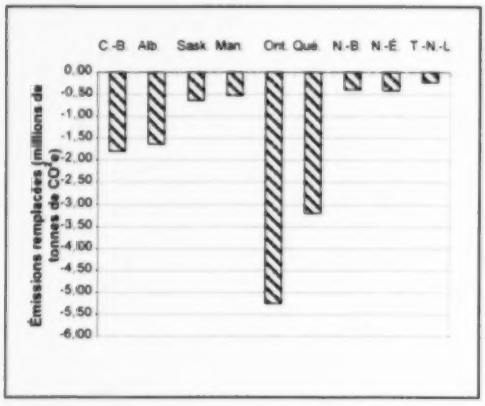


Figure 3-4d Émissions découlant de la consommation d'essence, par province (P2 accéléré hors pointe en 2020)

L'intensité des émissions de GES varie considérablement d'une filière à l'autre. Les émissions de GES liées à la production d'une quantité déterminée d'électricité dépend donc de la source de l'électricité (le charbon, le gaz, le mazout, l'eau ou l'énergie nucléaire). Elles sont estimées au moyen d'une formule qui se compose des éléments suivants :

- la source (par type de combustible) de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande dans chacun des scénarios P2 en 2010 et 2020 (extrant du modèle IPM® – voir les Tableau 3-5 et Tableau 3-6);
- la demande estimative d'électricité dans chacun des scénarios P2 en 2010 et 2020 (la méthodologie est décrite à la section 3.2);
- les facteurs d'émissions sur le cycle entier, propres à chaque source d'énergie, modifiés pour tenir compte des émissions produites au cours du ravitaillement (t éq CO_2/MWh), fournis par Ressources naturelles Canada.

Les facteurs d'émissions propres à la source de l'électricité quantifient, sur le cycle entier, les émissions de GES (CO_2, N_2O et CH_4) produites en amont (exploration, production, transport) et au cours de la combustion. Ces coefficients proviennent du modèle GHGenius de Ressources naturelles Canada. Les facteurs d'émissions de la phase 2 résultent de la mise à jour des valeurs de la phase 1 par Ressources naturelles Canada. Comme dans la première phase, les analystes ont accru chacun des facteurs d'émissions de 5 p. 100 pour tenir compte des émissions produites au cours du ravitaillement en hydrogène. Ils ont choisi ce taux de 5 p. 100 à la lumière de l'information communiquée par Ressources naturelles Canada, d'après son évaluation des émissions sur le cycle entier liées à l'hydrogène. Le Tableau 3-9 présente les nouveaux facteurs d'émissions.

Tableau 3-9 Facteurs d'émissions de GES liés à la combustion stationnaire, phase 2

2010					
Charbon	1,1214	t éq CO_2	par	1	MWh
Turbine à gaz naturel	0,4956	t éq CO_2	par	1	MWh
Chaudière à gaz naturel	0,6531	t éq CO_2	par	1	MWh
Mazout	1,0374	t éq CO_2	par	1	MWh
Hydro	0,0252	t éq CO_2	par	1	MWh
Nucléaire	0,01365	t éq CO_2	par	1	MWh
Autre	0	t éq CO_2	par	1	MWh
2020					
Charbon	1,10355	t éq CO_2	par	1	MWh
Turbine à gaz naturel	0,49455	t éq CO_2	par	1	MWh
Chaudière à gaz naturel	0,6195	t éq CO_2	par	1	MWh
Mazout	1,0164	t éq CO_2	par	1	MWh
Hydro	0,0252	t éq CO_2	par	1	MWh
Nucléaire	0,0126	t éq CO_2	par	1	MWh
Autre	0	t éq CO_2	par	1	MWh

Nota : Facteurs d'émissions, d'après le programme GHGenius de Ressources naturelles Canada.[26]

La **Figure 3-5** montre les émissions de GES liées à l'électricité produite pour répondre à l'augmentation de la demande dans les scénarios P2 hors pointe en 2010 et 2020. À noter que, pour faciliter la comparaison, nous avons conservé la même échelle que dans la phase 1.

[26] Talbot, R. 2003. Mise à jour des chiffres de la phase 1, page **Error! Bookmark not defined.**.

Comme nous l'avons fait remarquer dans le chapitre sur la phase 1, les résultats obtenus à l'échelle provinciale indiquent que les émissions liées à la production de l'électricité dépendent principalement de la source d'électricité. Autrement dit, les émissions sont plus élevées dans les provinces qui dépendent des centrales à combustibles fossiles, et plus faibles dans celles qui recourent davantage à des centrales hydroélectriques et nucléaires pour produire l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène. Vu que la demande supplémentaire est plus faible dans la phase 2 que dans la phase 1, les émissions du parc électrogène sont également plus faibles.

Figure 3-5 P2 Émissions de GES liées à l'augmentation de la demande d'électricité, dans les scenarios P2

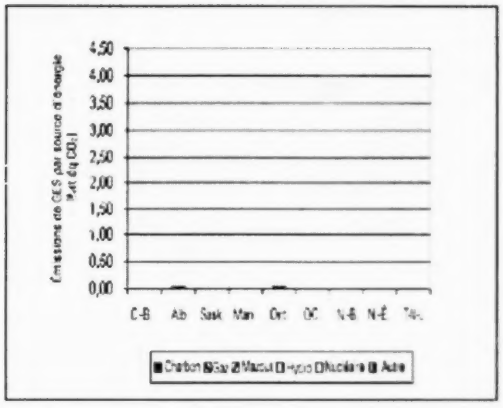


Figure 3-5a Émissions par type de combustible dans le scénario P2 incrémental hors pointe en 2010

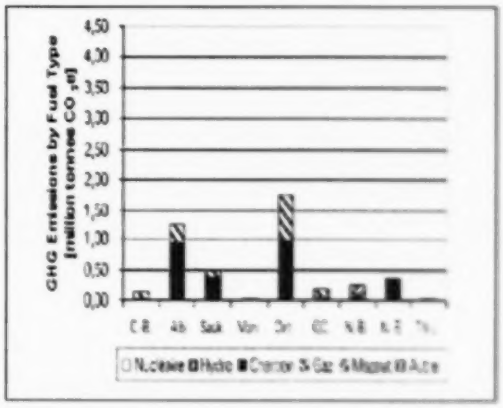


Figure 3-5b Émissions par type de combustible dans le scénario P2 incrémental hors pointe en 2020

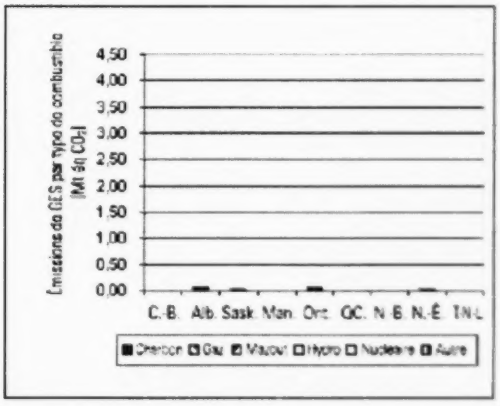


Figure 3-5c Émissions par type de combustible dans le scénario P2 accéléré hors pointe en 2010

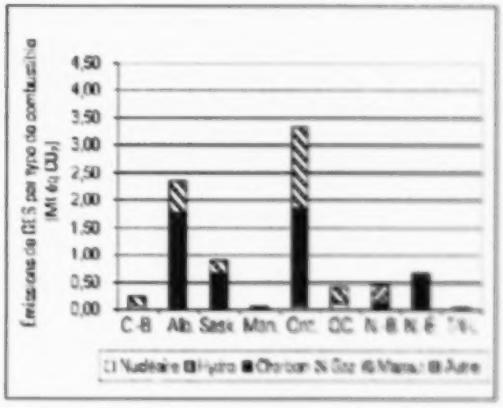


Figure 3-5d Émissions par type de combustible dans le scénario P2 accéléré hors pointe en 2020

Incidence nette, sur les émissions de GES, du remplacement de l'essence et de l'augmentation de la consommation d'électricité

Les figures suivantes montrent l'incidence nette, sur les émissions de GES, d'un remplacement partiel de l'hydrogène par l'essence dans le secteur des transports. On se rappellera qu'une valeur négative correspond à une réduction nette des émissions, ou signifie que les émissions évitées grâce au remplacement de l'essence par l'hydrogène sont supérieures aux émissions générées par la production d'hydrogène. Les provinces tributaires des combustibles fossiles s'en tirent moins bien que celles qui utilisent un parc électrogène plus diversifié (centrales hydroélectriques, nucléaires ou autres). Dans les provinces les moins polluantes, les émissions supplémentaires par unité d'hydrogène sont moins volumineuses. Cependant, la quantité d'émissions évitées grâce au remplacement de l'essence par l'hydrogène dans les voitures et les camions légers à essence par unité d'hydrogène est la même partout. Donc, d'un point de vue environnemental, c'est dans les provinces les moins polluantes que s'offrent les meilleures possibilités de réduction des émissions en adoptant l'hydrogène dans le secteur des transports. Les Tableau 3-10 et Tableau 3-11 et la Figure 3-6 illustrent les effets nets sur les émissions de GES.

Tableau 3-10 Incidence, sur les émissions de GES, de la substitution de l'hydrogène dans le scénario P2 incrémental hors pointe (CO_2)

	En 2010 (Mt CO_2)			En 2020 (Mt CO_2)		
Province	Électrolyse	Essence	Variation nette des GES	Électrolyse	Essence	Variation nette des GES
C.-B.	0,001	-0,014	-0,013	0,131	-0,935	-0,804
Alb.	0,032	-0,013	0,019	1,241	-0,845	0,396
Sask.	0,012	-0,005	0,007	0,480	-0,335	0,145
Man.	0,001	-0,004	-0,004	0,024	-0,277	-0,253
Ont.	0,033	-0,042	-0,008	1,754	-2,735	-0,981
Qc	0,002	-0,026	-0,024	0,194	-1,674	-1,480
N.-B.	0,005	-0,003	0,002	0,242	-0,203	0,039
N.-É.	0,008	-0,003	0,005	0,356	-0,212	0,146
T.-N.-L	0,000	-0,002	-0,002	0,014	-0,117	-0,103
Total	**0,094**	**-0,112**	**-0,017**	**4,436**	**-7,333**	**-2,897**

Tableau 3-11 Impacts, sur les émissions de GES, de la substitution de l'hydrogène dans le scénario P2 accéléré hors pointe (CO_2)

	En 2010 (Mt CO_2)			En 2020 (Mt CO_2)		
Province	Électrolyse	Essence	Variation nette des GES	Électrolyse	Essence	Variation nette des GES
C.-B.	0,002	-0,029	-0,026	0,238	-1,792	-1,554
Alb.	0,064	-0,026	0,038	2,357	-1,621	0,737
Sask.	0,024	-0,010	0,014	0,894	-0,643	0,252
Man.	0,001	-0,008	-0,007	0,045	-0,530	-0,485
Ont.	0,066	-0,083	-0,018	3,321	-5,242	-1,921
Qc	0,003	-0,051	-0,048	0,406	-3,208	-2,803
N.-B.	0,011	-0,006	0,005	0,470	-0,389	0,081
N.-É.	0,017	-0,006	0,010	0,669	-0,407	0,262
T.-N.-L	0,000	-0,004	-0,003	0,033	-0,224	-0,191
Total	**0,187**	**-0,224**	**-0,036**	**8,434**	**-14,055**	**-5,622**

Figure 3-6 P2 Incidence nette (remplacement de l'essence et augmentation de la consommation d'électricité) de la substitution de l'hydrogène sur les émissions de GES

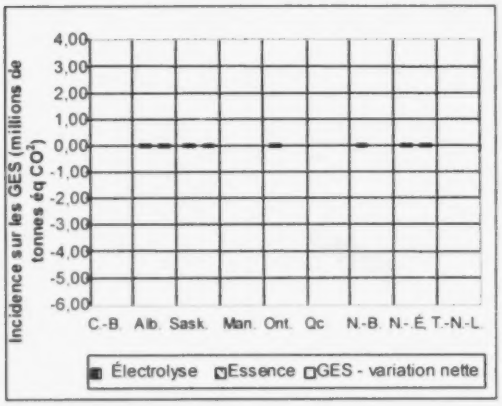


Figure 3-6a Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P2 incrémental hors pointe en 2010

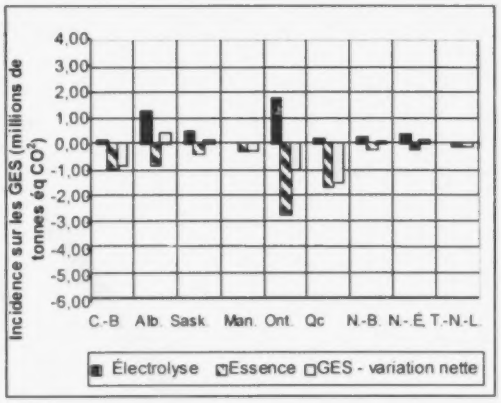


Figure 3-6b Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P2 incrémental hors pointe en 2020

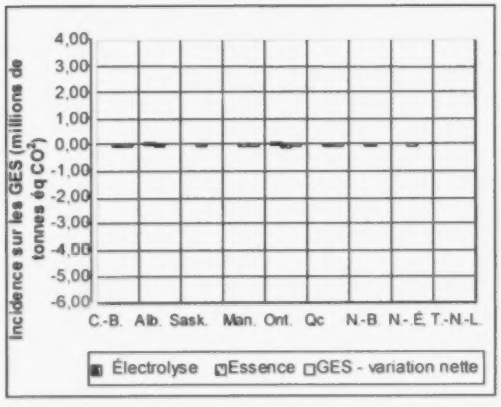


Figure 3-6c Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P2 accéléré hors pointe en 2010

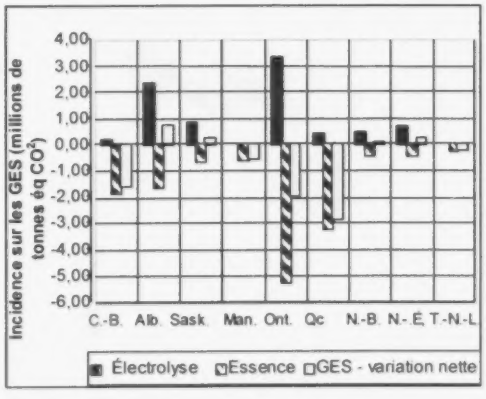


Figure 3-6d Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P2 accéléré hors pointe en 2020

Dans les provinces où l'intensité des émissions de GES liées à la production de l'électricité est inférieure à 0,39 t éq CO_2/MWh en 2010 et à 0,53 t éq CO_2/MWh en 2020, l'incidence sur les émissions de GES serait avantageuse (il y aurait, autrement dit, réduction nette des émissions de GES). La valeur seuil représente des émissions attribuables à la production d'électricité équivalentes à celles qui proviennent de la combustion de l'essence. Cette valeur s'obtient en convertissant le facteur d'émissions de GES applicable à la combustion mobile de l'essence (tonnes de GES/km) en émissions équivalentes par kg d'hydrogène, en factorisant le taux de consommation d'hydrogène (tonnes d'hydrogène/km). Connaissant la quantité d'électricité nécessaire pour produire un kilogramme d'hydrogène par électrolyse, il a ensuite été possible de calculer les émissions équivalentes par unité de production d'électricité. La Figure 3-7 illustre l'intensité des émissions de GES dans les neuf provinces étudiées au cours de la phase 2, par rapport à l'intensité cible de 2002, à savoir 0,53 t éq CO_2/MWh.

Même si l'inclusion des camions dans le parc automobile a eu pour effet d'élever la valeur seuil par rapport à celle de la phase 1, les provinces qui affichent une réduction nette des émissions de GES sont les mêmes que dans la phase 1.

Vu que l'infrastructure de l'hydrogène ne saurait être considérée uniquement à l'échelle d'une province (puisque, pour passer d'une province à une autre, il faudrait des postes de ravitaillement dans toutes les provinces intermédiaires), il a été utile de considérer la variation nette totale des émissions de GES à l'échelle du pays tout entier, comme le montrent le Tableau 3-10 et le Tableau 3-11. Les réductions d'émissions de CO_2 obtenues dans les scénarios P2 incrémental hors pointe et P2 accéléré hors pointe se chiffrent à 2,9 et 5,6 Mt, respectivement. La réduction obtenue dans le scénario accéléré est 1,5 fois supérieure à celle réalisée dans le scénario accéléré de la phase 1, et 2,6 fois plus élevée que le résultat correspondant obtenu dans le scénario P1 incrémental. Cette multiplication des effets est attribuable à l'augmentation des émissions évitées du fait de l'inclusion des camions dans l'analyse de la phase 2, et à la diminution de la demande d'électricité supplémentaire en raison de la modification des hypothèses concernant la conversion des véhicules.

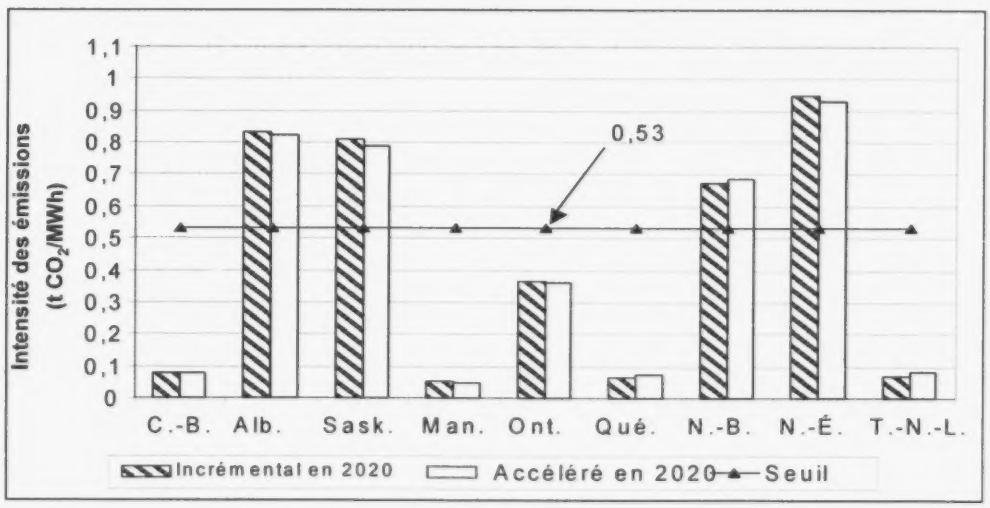


Figure 3-7 Intensité des émissions par région, dans les scénarios P2 hors pointe

3.3.1.3 Incidence sur les prix de l'électricité

La rentabilité de l'hydrogène comme carburant dans le secteur des transports dépendra de son coût de production, qui se compose principalement du coût de l'électricité servant à le produire et du coût relatif de remplacement de l'essence. Dans la présente section, nous nous concentrerons sur le premier élément de ce coût total, à savoir le coût de l'électricité entrant dans la production d'hydrogène.

Dans le modèle IPM®, le prix de l'électricité reflète le coût de production de l'unité marginale, ou l'unité qui détermine le prix à chaque saison et dans chaque segment de la charge. Le coût représente la somme des coûts variables d'exploitation et d'entretien (E-E), des coûts du combustible et des charges environnementales à acquitter pour se conformer, en l'occurrence, à la réglementation nationale du changement climatique et, en Ontario, à la politique provinciale de gestion des émissions de NO_x et de SO_2. La Figure 3-8 illustre l'effet absolu des scénarios de demande P2 incrémental et P2 accéléré sur les prix annuels moyens de l'électricité. À noter que les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens de 2000.

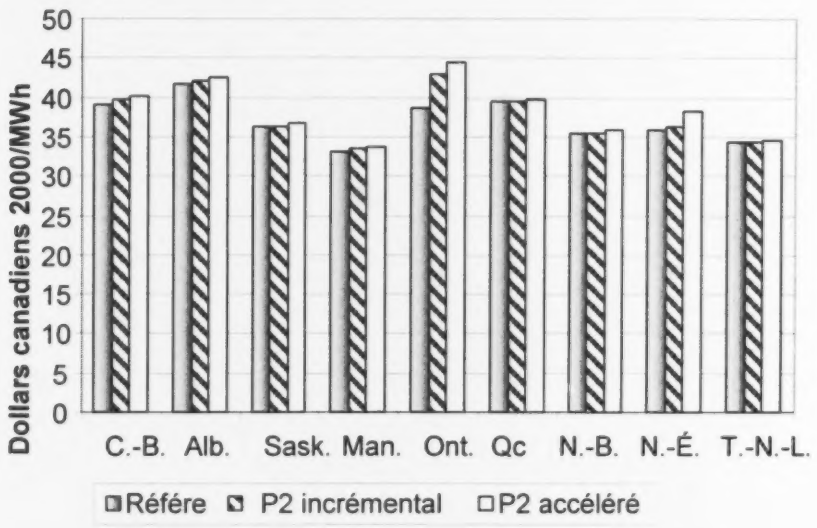


Figure 3-8 Prix de l'énergie dans les scénarios P2 , par province, en 2020

Les prix augmentent dans toutes les provinces. La hausse est légèrement supérieure à 10 p. 100 en 2020 dans le scénario P2 incrémental et atteint presque 15 p. 100 en 2020 dans le scénario P2 accéléré (Figure 3-9). L'ampleur de l'incidence dépend de la façon dont la province a choisi de combler la demande supplémentaire. Dans bien des régions, comme nous l'avons vu, la production supplémentaire est fournie par des centrales à gaz naturel nouvelles ou existantes. Si, dans les scénarios, on utilise cette capacité à des heures du jour où l'on ne l'emploie **pas** dans le scénario de référence, il en résulte une augmentation du coût marginal de production au cours de ces heures-là, qui fait augmenter le coût moyen de production sur la journée entière. Les régions lourdement tributaires des importations doivent payer les prix plus élevés réalisés dans les régions qui les approvisionnent et, du même coup, réalisent elles-mêmes des prix annuels moyens plus élevés.

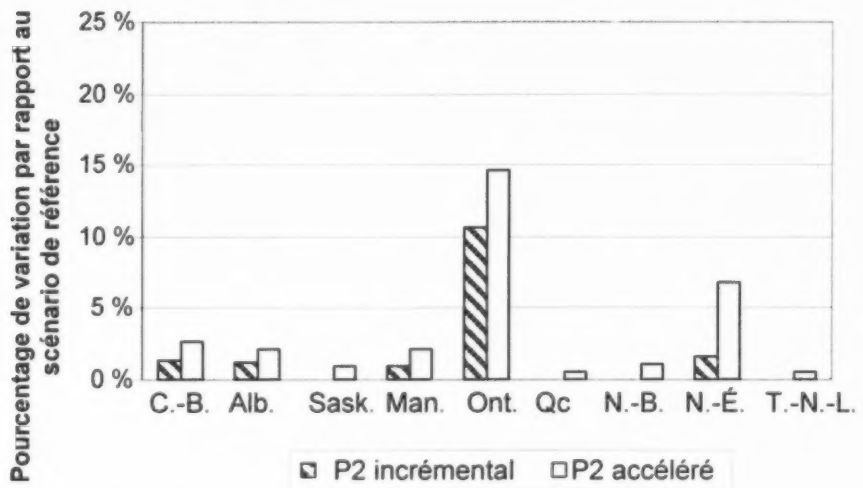


Figure 3-9 Pourcentage de variation du prix annuel moyen de l'énergie dans les scénarios P2 de 2020, par rapport au scénario de référence

Analyse du coût de production de l'hydrogène

Comme nous l'avons vu, l'adoption de l'hydrogène dépendra de son coût de production et de sa compétitivité par rapport à l'essence. Dans la présente section, nous utilisons les prix de l'énergie obtenus avec le modèle IPM® pour calculer le coût de l'hydrogène à la consommation dans le secteur des transports. Les analystes sont partis de l'hypothèse que la production d'un kilogramme d'hydrogène en 2010 et en 2020 consommera 55 kWh et 50 kWh d'électricité, respectivement. À noter que les coûts indiqués ci-dessous sont des prix du marché de gros et ne tiennent pas compte des coûts de transport et de distribution que devra acquitter l'éventuel producteur d'hydrogène électrolytique.

La Figure 3-10 et la Figure 3-11 traduisent les prix de l'énergie indiqués à la Figure 3-8 en coûts par unité de production d'hydrogène.

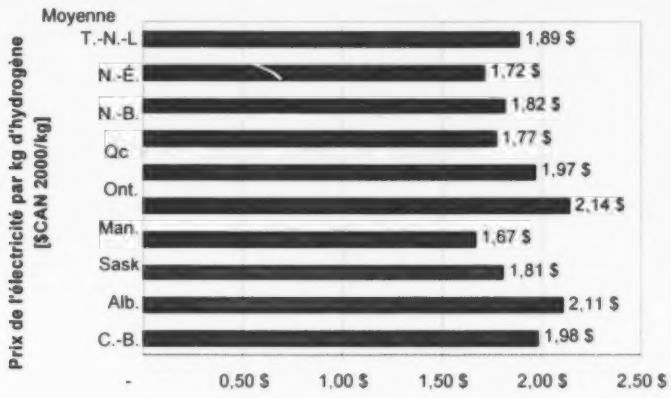


Figure 3-10 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 incrémental hors pointe en 2020

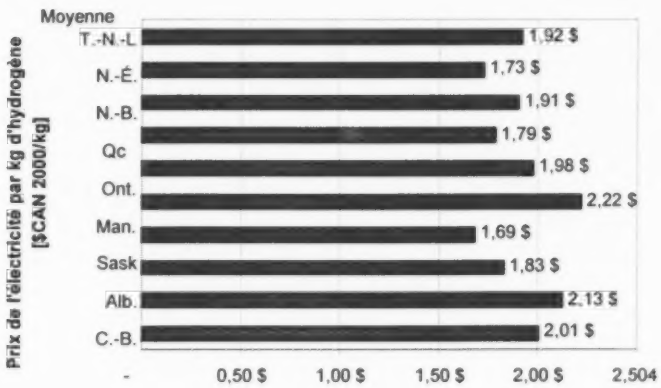


Figure 3-11 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 accéléré hors pointe en 2020

La Figure 3-12 et la Figure 3-13 convertissent les valeurs ci-dessus en un prix équivalant de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence (aux taux de consommation de carburant prévus). Ces prix peuvent être comparés aux prix du marché d'un litre d'essence dans chacune des provinces. Dans le scénario P2 accéléré en 2020, le prix équivalent de l'électricité varie de 0,19 $/kg d'hydrogène à Terre-Neuve-et-Labrador et au Manitoba à 0,25 $ en Ontario. Ces valeurs se comparent à un prix de l'essence dont la moyenne canadienne se situe actuellement à 0,46 $/L (avant taxe) et à 0,77 $/L après taxe[27]. À noter que les prix avant taxe varient considérablement d'une région à une autre (de 0,47 $/L à Toronto à 0,40 $/L à Charlottetown), quoique tous demeurent plus élevés que les prix de l'hydrogène. À la lumière de l'analyse de cet élément du coût

[27] www.petro-canada.ca. Janvier 2004.

de l'hydrogène, il semble que l'hydrogène constituerait une solution de rechange rentable à l'essence.

Il convient de souligner que le prix de l'essence comprend les coûts du brut, du raffinage et de la commercialisation. Les prix régionaux peuvent également refléter les économies d'échelles propres aux grandes villes et d'autres différences régionales. Or, les prix de l'hydrogène indiqués ici font abstraction des coûts d'approvisionnement en eau nécessaire à l'électrolyse, ni les coûts de stockage et de distribution de l'hydrogène au détail, qui pourraient être considérables.

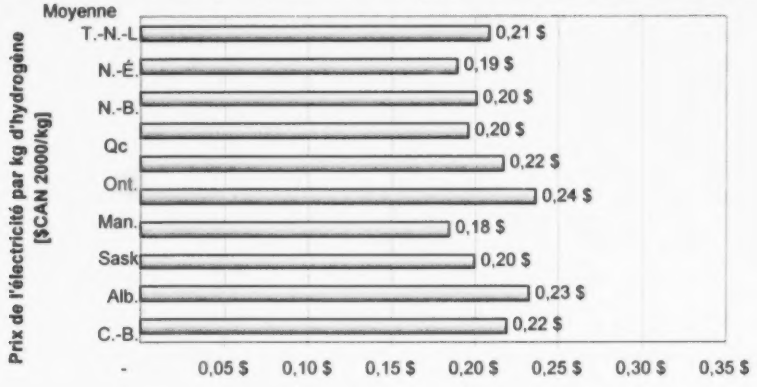


Figure 3-12 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence dans le scénario P2 incrémental hors pointe en 2020

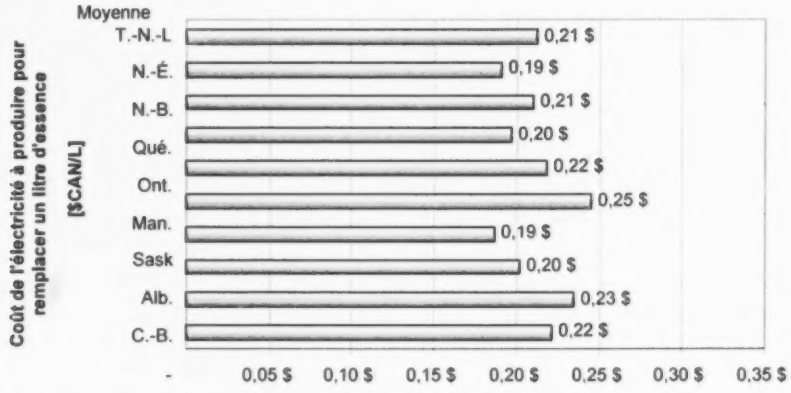


Figure 3-13 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence dans le scénario P2 accéléré hors pointe en 2020

Analyses de sensibilité

Comme nous l'avons vu, les analystes ont soumis chacun des scénarios de la phase 2 à deux analyses de sensibilité, afin de déterminer les effets de variables clés sur les résultats. Seulement deux variables ont été modifiées :

- le prix du carbone 53,33 $CAN/t CO_2 (40 $US/t CO_2) (scénario à prix élevé du carbone);
- les heures de production de l'électricité supplémentaire, production étalée sur toutes les heures (de pointe et creuses) de la journée (période du jour).

Il fallait situer ces analyses de sensibilité dans leur contexte. C'est pourquoi les résultats des scénarios variantiels à prix élevé du carbone ont été comparés aux scénarios de base P2 incrémental (hors pointe) et P2 accéléré (hors pointe), de manière à bien mettre en évidence l'effet du seul prix du carbone. Les résultats des analyses de sensibilité à la période du jour ont également été comparés directement à ceux des scénarios de base P2 incrémental (hors pointe) et P2 accéléré (hors pointe), pour déterminer l'effet de la période de production sur les résultats.

3.3.1.4 Sensibilité au prix du carbone

Réponse du marché de l'électricité à une variation du prix du carbone – Incidence sur le parc électrogène

Le Tableau 3-12 et le Tableau 3-13 montrent la répartition de la production d'électricité au cours des heures creuses entre les diverses sources d'énergie, par province, dans le scénario à prix élevé du carbone. Ils indiquent la composition du parc électrogène affecté à la production de la charge supplémentaire (section 2.2). Seuls les chiffres de 2020 sont indiqués. Pour avoir une liste complète, le lecteur est prié de se reporter à l'**Error! Reference source not found.**.

L'augmentation du prix du CO_2 à 40 $CAN/t CO_2 (40 $US/t CO_2) a pour effet de déplacer la production des centrales à charbon vers les centrales à gaz naturel, moins polluantes, dans les provinces lourdement tributaires des combustibles fossiles. Les provinces riches en ressources hydroélectriques emploient leurs centrales hydrauliques et réduisent la production des centrales à gaz naturel, par rapport au scénario P2 correspondant. Dans bien des provinces, on emploie davantage des technologies « sans carbone », notamment des éoliennes, de petites centrales hydroélectriques, des gaz d'enfouissement et la biomasse.

Tableau 3-12 Répartition de la production d'électricité affectée à la production d'hydrogène, par source d'énergie et région
(Scénario P2 incrémental à prix élevé du carbone en 2020)

	Charbon	Gaz	Mazout	Hydro	Nucléaire	Autres sans carbone
C.-B.	0 %	0 %	0 %	97 %	0 %	3 %
Alb.	2 %	93 %	0 %	0 %	0 %	6 %
Sask.	0 %	90 %	0 %	9 %	0 %	1 %
Man.	0 %	5 %	0 %	95 %	0 %	1 %
Ont.	6 %	35 %	0 %	8 %	45 %	5 %
Qc	0 %	2 %	0 %	87 %	3 %	9 %
N.-B.	0 %	55 %	2 %	6 %	33 %	4 %
N.-É.	7 %	82 %	0 %	2 %	0 %	10 %
T.-N.-L	0 %	0 %	0 %	100 %	0 %	0 %

Tableau 3-13 Répartition de la production d'électricité affectée à la production d'hydrogène, par source d'énergie et région
(Scénario P2 accéléré à prix élevé du carbone en 2020)

	Charbon	Gaz	Mazout	Hydro	Nucléaire	Autres sans carbone
C.-B.	0 %	0 %	0 %	98 %	0 %	2 %
Alb.	4 %	91 %	0 %	0 %	0 %	6 %
Sask.	0 %	89 %	0 %	10 %	0 %	1 %
Man.	0 %	5 %	0 %	94 %	0 %	1 %
Ont.	6 %	35 %	0 %	9 %	43 %	7 %
Qc	0 %	2 %	0 %	86 %	3 %	10 %
N.-B.	0 %	57 %	1 %	5 %	33 %	4 %
N.-É.	6 %	81 %	0 %	3 %	0 %	9 %
T.-N.-L	0 %	0 %	0 %	100 %	0 %	0 %

Incidence nette sur les émissions de GES de la production d'électricité affectée à la production d'hydrogène

Émissions de GES évitées grâce à l'utilisation de l'hydrogène

La quantité d'émissions de GES évitées par substitution de l'hydrogène à l'essence est la même dans le scénario variantiel que dans le scénario de référence correspondant. Autrement dit, les réductions d'émissions de GES indiquées à la **Figure 3-5** pour le scénario P2 incrémental (hors pointe) en 2010 sont identiques à celles que l'on obtient dans le scénario variantiel à prix élevé du carbone en 2010. Ce calcul est basé sur la quantité totale d'essence remplacée et na aucun effet sur le prix du carbone élevé.

Émissions de GES attribuables à la production d'électricité supplémentaire

La Figure 3-14 montre les émissions de GES liées à l'électricité produite pour répondre à la demande d'hydrogène dans les deux scénarios variantiels à prix du carbone élevé en 2020. Les émissions de GES sont inférieures à celles obtenues dans les scénarios de référence, en raison du rôle accru confié au gaz naturel. Des tendances analogues s'observent en 2010.

Figure 3-14 Émissions de GES liées à l'augmentation de la demande d'électricité dans le scénario P2 à prix élevé du carbone

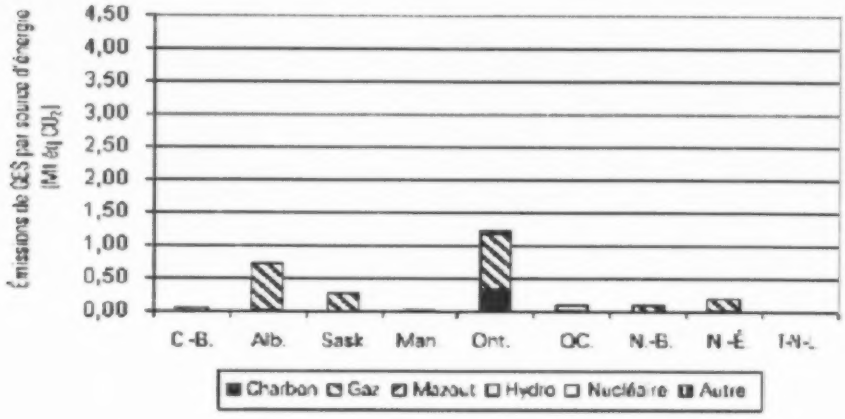


Figure 3-14a Émissions par source d'énergie dans le scénario P2 incrémental à prix élevé du carbone en 2020

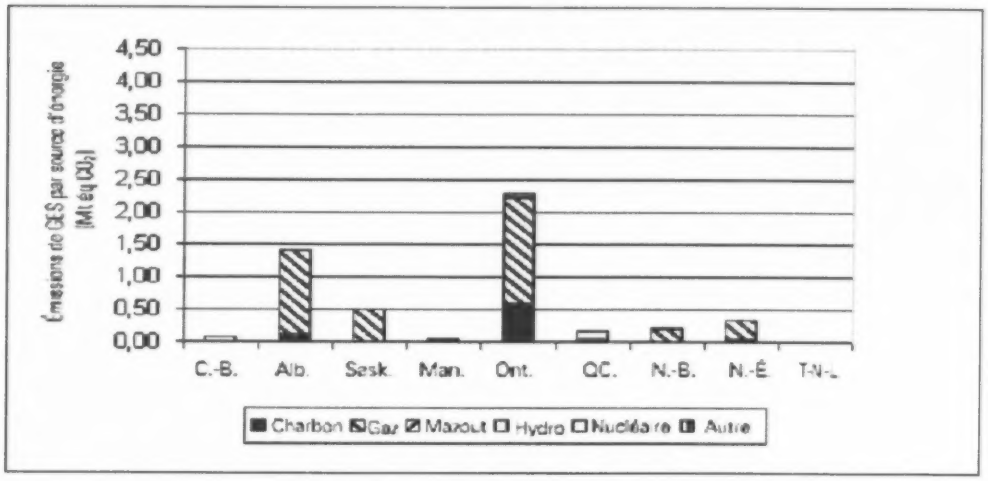


Figure 3-14b Émissions par source d'énergie dans le scénario P2 accéléré à prix élevé du carbone en 2020

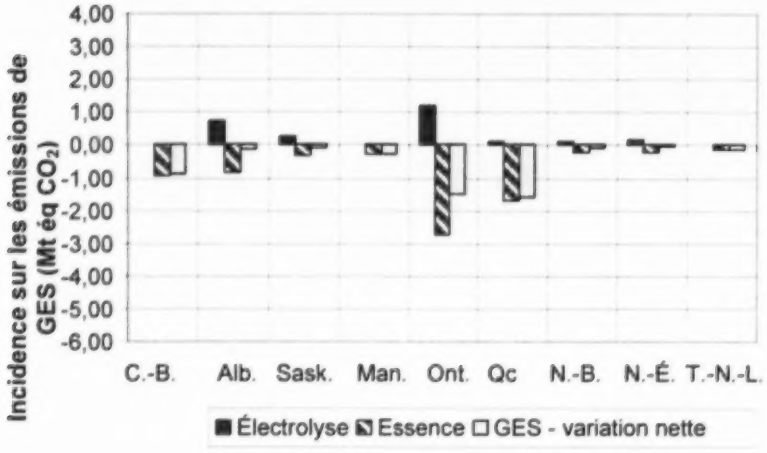
Incidence nette de la consommation d'essence évitée et de l'augmentation de la consommation d'électricité sur les émissions de GES

Les figures ci-dessous montrent l'incidence nette, sur les émissions de GES, d'une substitution partielle de l'hydrogène à l'essence dans le secteur des transports lorsque le prix du carbone est élevé. On se rappellera qu'une valeur négative indique une réduction nette des émissions, ou alors elle signifie que les émissions évitées grâce au remplacement de l'essence par l'hydrogène sont supérieures aux émissions générées par la production de l'hydrogène.

En raison de la diminution de la production des centrales à combustibles fossiles, la réduction nette des émissions de GES est plus marquée dans toutes les provinces. Selon les tendances de la composition du parc électrogène, on consomme moins de charbon en 2010 et 2020 lorsque le prix du carbone est élevé, de sorte que les réductions d'émissions de GES sont beaucoup plus élevées que dans les scénarios de base. En fait, même les provinces qui affichaient une augmentation nette des émissions de GES dans les scénarios de référence affichent une réduction nette dans ce scénario variantiel (voir la **Figure 3-15** ainsi que le Tableau 3-14 et le Tableau 3-15). Au Nouveau-Brunswick et en Saskatchewan, par exemple, les émissions de GES affichent une réduction nette dans le scénario variantiel à prix élevé du carbone, alors qu'elles augmentaient légèrement dans les scénarios de référence. Le recours accru à la filière du gaz naturel lorsque le prix du carbone est élevé a également pour effet d'augmenter le prix de l'électricité.

À l'échelon provincial, les résultats montrent que les émissions liées à la production d'électricité dépendent principalement de la source de l'électricité. C'est pourquoi le scénario variantiel à prix élevé du carbone n'a pas produit les mêmes résultats partout. C'est dans les provinces qui dépendent du charbon que la composition du parc électrogène a le plus changé, alors que les provinces qui utilisent davantage des centrales hydroélectriques et nucléaires ont été moins touchées. Le lecteur trouvera à l'**Error! Reference source not found.** les résultats complets de l'analyse du parc électrogène en 2020.

Figure 3-15 P2 Incidence nette (remplacement de l'essence et augmentation de la consommation d'électricité) de la production d'hydrogène sur les émissions de GES



Substitution dans le scénario variantiel à prix élevé du carbone

Figure 3-15a Incidence sur les émissions de GES en 2020 – Scénario P2 incrémental à prix élevé du carbone

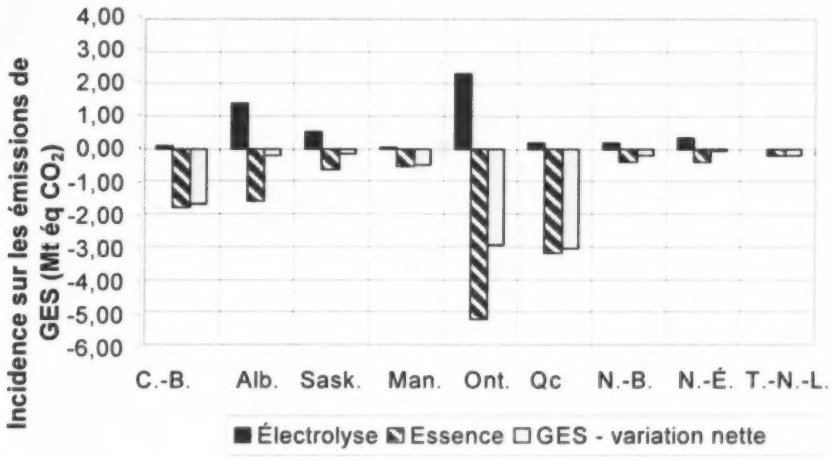


Figure 3-15b Incidence sur les émissions de GES en 2020 – Scénario P2 accéléré à prix élevé du carbone

Tableau 3-14 Incidence de la substitution de l'hydrogène – scénario P2 incrémental à prix élevé du carbone (CO_2)

	En 2010 (Mt CO_2)			En 2020 (Mt CO_2)		
Province	Électrolyse	Essence	Variation nette de GES	Électrolyse	Essence	Variation nette de GES
C.-B.	0,001	-0,014	-0,013	0,041	-0,935	-0,895
Alb.	0,017	-0,013	0,004	0,712	-0,845	-0,133
Sask.	0,006	-0,005	0,001	0,299	-0,335	-0,069
Man.	0,000	-0,004	-0,004	0,023	-0,277	-0,253
Ont.	0,012	-0,042	-0,030	1,217	-2,735	-1,518
Qc	0,002	-0,026	-0,024	0,091	-1,674	-1,582
N.-B.	0,002	-0,003	-0,001	0,105	-0,203	-0,098
N.-É.	0,004	-0,003	0,000	0,180	-0,212	-0,032
T.-N.-L	0,000	-0,002	-0,002	0,005	-0,117	-0,111
Total	**0,042**	**-0,112**	**-0,069**	**2,642**	**-7,333**	**-4,691**

Tableau 3-15 Incidence de la substitution de l'hydrogène – scénario P2 accéléré à prix élevé du carbone (CO_2)

	En 2010 (Mt CO_2)			En 2020 (Mt CO_2)		
Province	Électrolyse	Essence	Variation nette de GES	Électrolyse	Essence	Variation nette de GES
C.-B.	0,002	-0,029	-0,027	0,078	-1,792	-1,715
Alb.	0,034	-0,026	0,008	1,402	-1,621	-0,219
Sask.	0,011	-0,010	0,001	0,503	-0,643	-0,140
Man.	0,001	-0,008	-0,008	0,047	-0,530	-0,483
Ont.	0,023	-0,083	-0,061	2,293	-5,242	-2,949
Qc	0,003	-0,051	-0,048	0,171	-3,208	-3,037
N.-B.	0,003	-0,006	-0,003	0,205	-0,389	-0,184
N.-É.	0,007	-0,006	0,001	0,341	-0,407	-0,066
T.-N.-L	0,000	-0,004	-0,003	0,010	-0,224	-0,214
Total	**0,084**	**-0,224**	**-0,139**	**5,049**	**-14,055**	**-9,006**

Dans les neuf provinces, on obtient une réduction nette des émissions de GES lorsqu'on augmente le prix du carbone. Les réductions totales d'émissions de GES dans l'ensemble du Canada se chiffrent à environ 9,0 Mt éq CO_2, comparativement à 5,6 Mt éq CO_2 dans le scénario P2 accéléré hors pointe.

Incidence sur les prix de l'électricité

La Figure 3-16 et la Figure 3-17 ci-dessous comparent la moyenne annuelle des prix de l'électricité dans le scénario P2 incrémental hors pointe et dans le scénario incrémental à prix élevé du carbone. À noter que les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens de 2000. Comme les installations ne disposent pas de procédés rentables de suppression du carbone pour réduire les émissions de CO_2, le coût qu'elles subissent pour passer à un combustible à plus faible intensité carbonique s'ajoute intégralement au coût marginal de production. Dans presque toutes les provinces, on observe donc une augmentation marquée des prix de gros de l'électricité sous l'effet d'un prix élevé du carbone. En Colombie-Britannique, la hausse n'est pas aussi grande, car la production supplémentaire est assurée par des installations existantes et des importations et qu'elle n'exige pas des ajouts à la capacité avant 2020. Toutes les autres provinces doivent se doter d'une capacité supplémentaire avant 2020. La Figure 3-18 illustre le pourcentage de variation des prix du carbone dans le scénario à prix élevé, par rapport au scénario de référence correspondant.

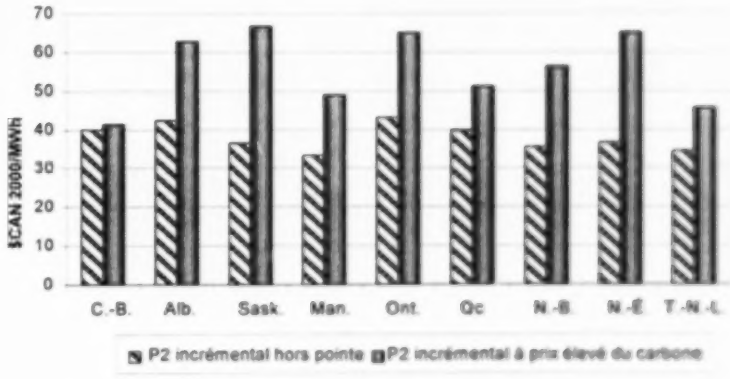


Figure 3-16 Variation des prix de l'énergie en 2020, par province – scénario P2 incrémental hors pointe et scénario incrémental à prix élevé du carbone

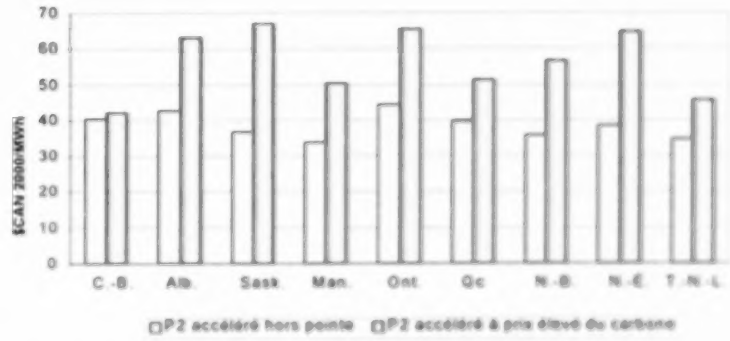


Figure 3-17 Variation des prix de l'énergie en 2020, par province – scénario P2 accéléré hors pointe et scénario accéléré à prix élevé du carbone

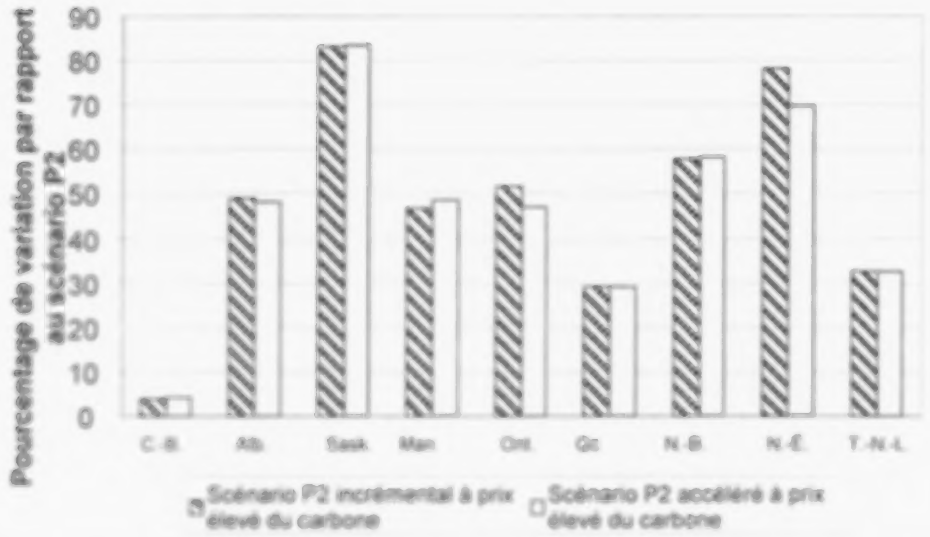


Figure 3-18 Pourcentage de variation de la moyenne annuelle des prix de l'énergie dans les scénarios à prix élevé du carbone en 2020, par rapport aux scénarios P2

Analyse du coût de production de l'hydrogène

La
Figure 3-19 et la Figure 3-20 traduisent les prix de l'énergie indiqués à la Figure 3-16 et à la Figure 3-17 en coûts par unité d'hydrogène produite, dans le scénario de sensibilité à un prix élevé du carbone.

Comme nous l'avons mentionné, l'effet des prix élevés du carbone est plus lourd dans les provinces tributaires des combustibles fossiles que dans les provinces qui utilisent surtout les centrales hydrauliques ou nucléaires. Par exemple, les prix demeureront élevés en Ontario (comparativement aux scénarios P2 illustrés dans la Figure 3-10 et la Figure 3-11), tandis qu'en Saskatchewan, les prix seront les plus élevés alors qu'auparavant ils figuraient au quatrième rang parmi les plus faibles des neuf provinces.

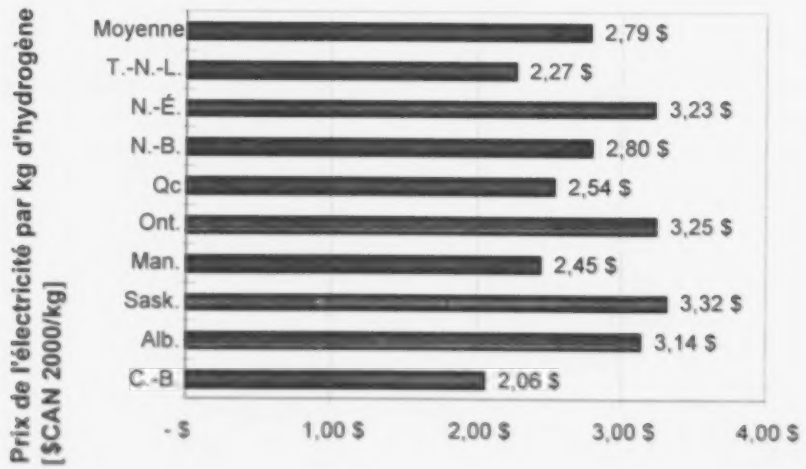


Figure 3-19 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 incrémental à prix élevé du carbone en 2020

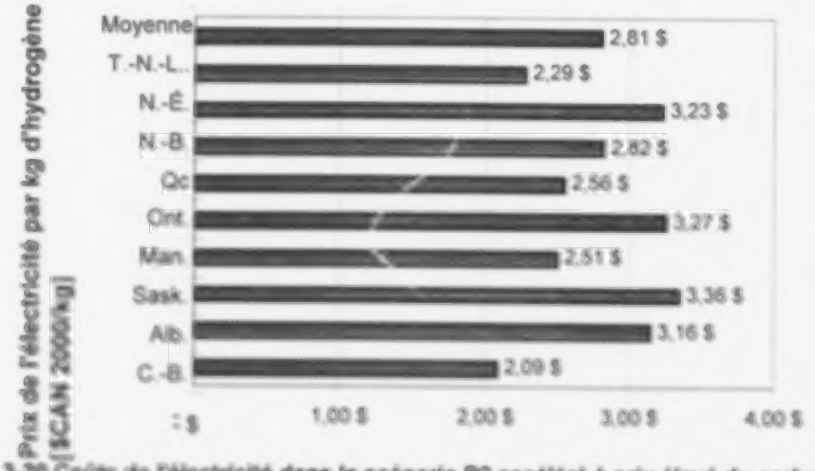


Figure 3-20 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 accéléré à prix élevé du carbone en 2020

La Figure 3-21 et la Figure 3-22 indiquent le prix de l'électricité en fonction de la quantité d'hydrogène nécessaire pour remplacer un litre d'essence lorsque le prix du carbone est à 53,33 $CAN/tonne de CO_2 (40 $US/tonne de CO_2), et en fonction de la consommation de carburant prévue. En 2020, dans le scénario accéléré, le prix de l'électricité varie de 0,23 $ le kg d'hydrogène en Colombie-Britannique à 0,37 $ en Saskatchewan. Ces valeurs se comparent à un prix moyen de l'essence sur le marché canadien de 0,46 $/L (avant taxe) et de 0,77 $/L après taxe.[25]

[25] www.petro-canada.ca

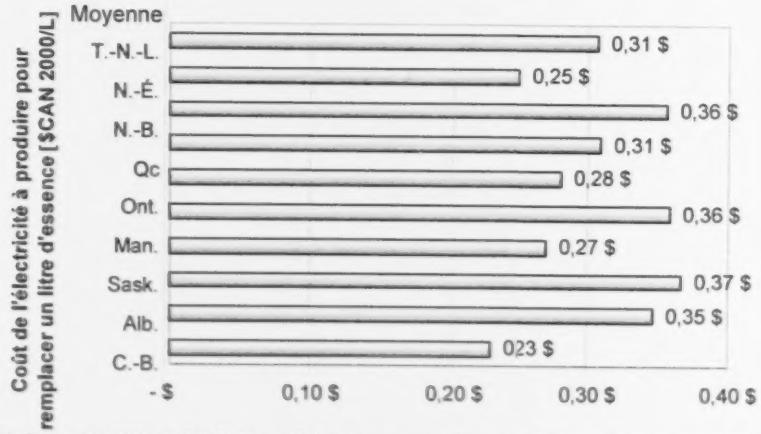


Figure 3-21 Coût de l'électricité à produire pour remplacerun litre d'essence en 2020 (scénario P2 incrémental à prix élevé du carbone en 2020)

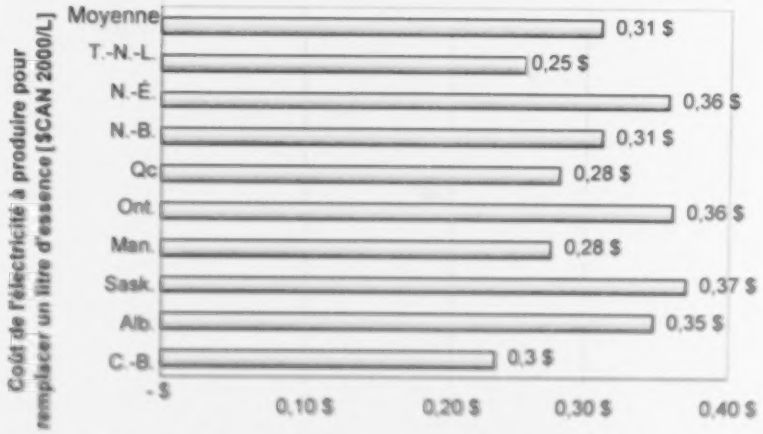


Figure 3-22 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence (scénario P2 accéléré à prix élevé du carbone en 2020)

3.3.1.5 Sensibilité à la période du jour

Sensibilité du marché de l'électricité à la période du jour – Incidence sur le parc électrogène

Nous avons effectué une analyse de la sensibilité à la période du jour afin de mesurer l'incidence obtenue si la production supplémentaire d'électricité nécessaire à l'électrolyse est étalée sur toute la journée, plutôt que concentrée dans les heures creuses. Cette distribution de la demande serait davantage caractéristique d'un réseau qui ne pourrait pas facilement stocker de grandes quantités d'hydrogène au cours de la journée et qui aurait besoin, par conséquent, d'une plus grande production en temps réel. Ce scénario a produit des effets subtils comparé aux scénarios P2 incrémental hors pointe et P2 accéléré hors pointe. Contrairement à ce qui se passe dans les scénarios de référence, la demande supplémentaire d'électricité augmente les besoins en capacité au cours des heures de pointe.

Le Tableau 3-16 et le Tableau 3-17 montrent, pour chaque province, le pourcentage de la production fourni par chaque source d'énergie dans le scénario variantiel à production échelonnée sur toute la journée. Les pourcentages indiqués ici reflètent le parc électrogène au cours de toutes les heures de la journée. Le Tableau 3-16 et le Tableau 3-17 ne contiennent que les chiffres de 2020. Pour une liste complète, le lecteur est prié de se reporter à l'**Error! Reference source not found.**.

Tableau 3-16 Répartition de la production par source d'énergie et par région dans les secteurs de production d'hydrogène
(Scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour en 2020)

	Charbon	Gaz	Mazout	Hydro	Nucléaire	Autres sans carbone
C.-B.	0 %	8 %	0 %	90 %	0 %	2 %
Alb.	55 %	40 %	0 %	2 %	0 %	3 %
Sask.	52 %	34 %	0 %	13 %	0 %	1 %
Man.	2 %	0 %	0 %	98 %	0 %	0 %
Ont.	16 %	29 %	0 %	15 %	38 %	1 %
Qc	0 %	8 %	0 %	87 %	2 %	3 %
N.-B.	14 %	18 %	35 %	11 %	20 %	1 %
N.-É.	72 %	18 %	0 %	7 %	0 %	3 %
T.-N.-L.	0 %	11 %	0 %	89 %	0 %	0 %

Tableau 3-17 Répartition de la production par source d'énergie et par région dans le secteur de la production d'hydrogène
(Scénario P2 accéléré de sensibilité à la période du jour en 2020)

	Charbon	Gaz	Mazout	Hydro	Nucléaire	Autres sans carbone
C.-B.	0 %	8 %	0 %	90 %	0 %	2 %
Alb.	54 %	41 %	0 %	2 %	0 %	3 %
Sask.	51 %	35 %	0 %	13 %	0 %	1 %
Man.	2 %	0 %	0 %	98 %	0 %	0 %
Ont.	16 %	30 %	0 %	15 %	37 %	1 %
Qc	0 %	7 %	0 %	88 %	2 %	3 %
N.-B.	13 %	21 %	35 %	11 %	19 %	1 %
N.-É.	75 %	15 %	0 %	7 %	0 %	3 %
T.-N.-L.	0 %	10 %	0 %	84 %	0 %	0 %

Incidence nette de la production d'électricité affectée à la production d'hydrogène sur les émissions de GES

Émissions de GES évitées grâce à l'utilisation de l'hydrogène

La quantité d'émissions de GES évitées grâce au remplacement de l'essence par l'hydrogène est le même dans le scénario variantiel que dans le scénario de référence correspondant. Autrement dit, la même quantité d'essence est remplacée et, par conséquent, les réductions d'émissions de GES indiquées à la Figure 3-4 pour le scénario P2 incrémental hors pointe en 2010 sont identiques à celles observées dans le scénario variantiel à la période du jour en 2010.

Émissions de GES attribuables à la production d'électricité supplémentaire

Les émissions de GES liées à l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène dans les scénarios variantiels de 2010 et 2020 sont représentées dans la Figure 3-23). Les résultats se comparent à ceux des scénarios de référence correspondants (**Figure 3-5**).

Figure 3-23 Émissions de GES liées à l'augmentation de la demande d'électricité

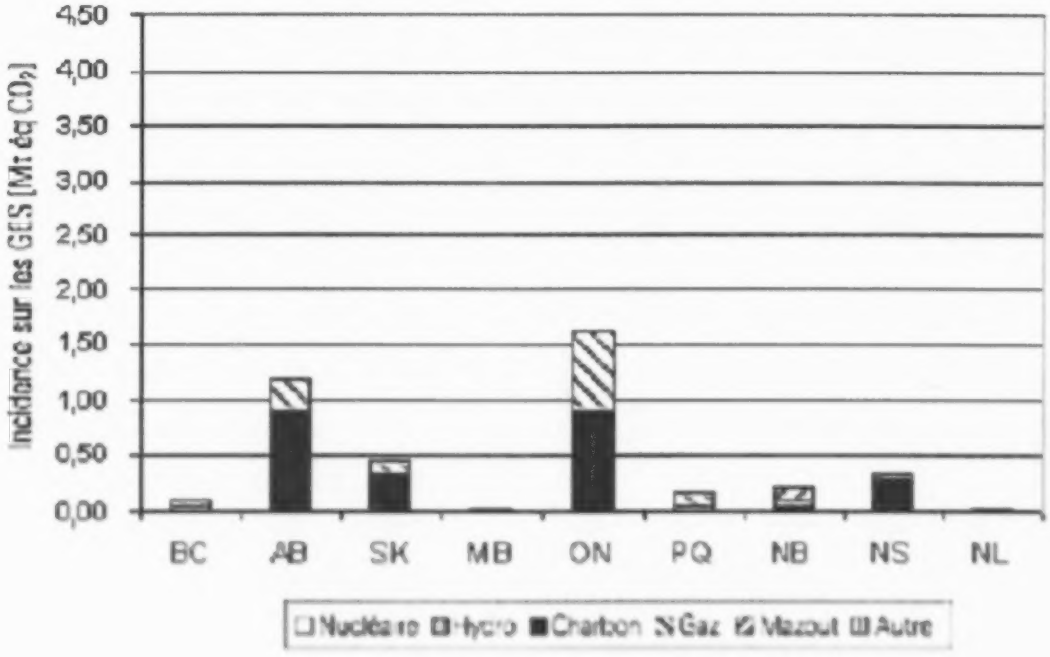


Figure 3-23a Émissions par source d'énergie dans le scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour en 2020

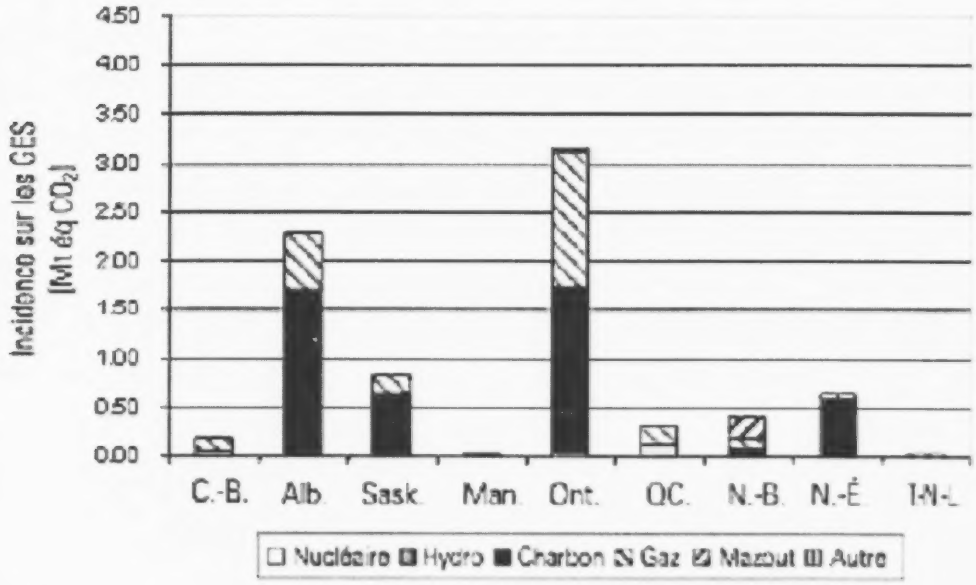


Figure 3-23b Émissions par source d'énergie dans le scénario P2 accéléré de sensibilité à la période du jour en 2020

Tant dans la phase 1 que dans la phase 2, les résultats par province indiquent que les émissions liées à la production d'électricité dépendent principalement de la source d'électricité. Autrement dit, les émissions sont maximales dans les provinces qui dépendent des combustibles fossiles et minimales dans les provinces qui emploient surtout des centrales hydroélectriques et nucléaires pour répondre à la demande d'électricité nécessaire à la production d'hydrogène. Dans le scénario de la sensibilité à la période du jour, l'augmentation de la demande exige une augmentation de la production des centrales existantes (comme dans le scénario de référence) et la construction d'une certaine quantité de capacités nouvelles.

Incidence nette du remplacement de l'essence évitée et de l'augmentation de la consommation d'électricité sur les émissions de GES

Les figures suivantes illustrent l'incidence nette, sur les émissions de GES, d'une substitution partielle de l'hydrogène à l'essence dans le secteur des transports lorsque la production d'électricité est répartie sur toute la période du jour. On se rappellera qu'une valeur négative correspond à une réduction nette des émissions, ou signifie que les émissions évitées grâce au remplacement de l'essence par l'hydrogène sont supérieures aux émissions générées par la fabrication de l'hydrogène. Le **Tableau 3-18** et le **Tableau 3-19** ainsi que la **Figure 3-24** illustrent l'incidence nette sur les émissions de GES.

Figure 3-24 P2 Incidence nette de la substitution de l'hydrogène à l'essence et de l'augmentation de la consommation d'électricité sur les émissions de GES dans le scénario de sensibilité à la période du jour

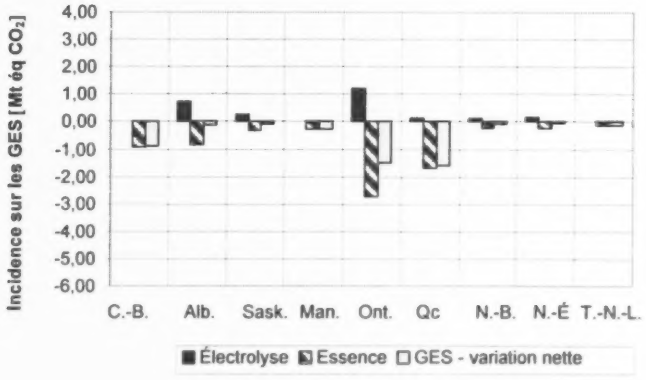


Figure 3-24a Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour en 2020

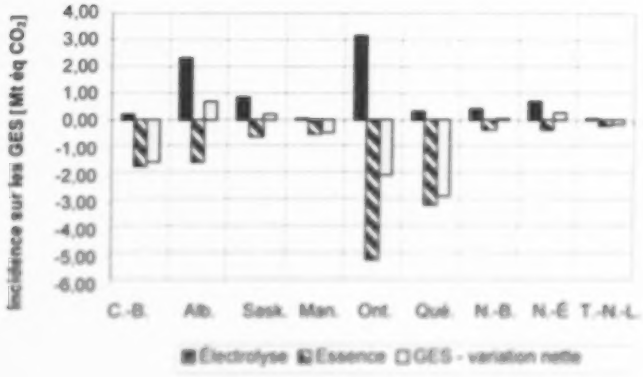


Figure 3-24b Incidence sur les émissions de GES dans le scénario P2 accéléré de sensibilité à la période du jour en 2020

Tableau 3-18 Incidence de la substitution de l'hydrogène dans le scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour (CO_2)

	En 2010 (Mt CO_2)			En 2020 (Mt CO_2)		
Province	Électrolyse	Essence	Variation nette des GES	Électrolyse	Essence	Variation nette des GES
C.-B.	0,001	-0,014	-0,013	0,105	-0,935	-0,830
Alb.	0,030	-0,013	0,017	1,203	-0,845	0,357
Sask.	0,011	-0,005	0,006	0,440	-0,335	0,105
Man.	0,001	-0,004	-0,004	0,023	-0,277	-0,254
Ont.	0,031	-0,042	-0,011	1,632	-2,735	-1,102
Qc	0,002	-0,026	-0,024	0,179	-1,674	-1,495
N.-B.	0,005	-0,003	0,002	0,219	-0,203	0,016
N.-É.	0,008	-0,003	0,004	0,334	-0,212	0,121
T.-N.-L	0,000	-0,002	-0,002	0,016	-0,117	-0,101
Total	**0,088**	**-0,112**	**-0,024**	**4,151**	**-7,333**	**-3,183**

Tableau 3-19 Incidence de la substitution de l'hydrogène dans le scénario P2 accéléré de la sensibilité à la période du jour (CO_2)

	En 2010 (Mt CO_2)			En 2020 (Mt CO_2)		
Province	Électrolyse	Essence	Variation nette des GES	Électrolyse	Essence	Variation nette des GES
C.-B.	0,002	-0,029	-0,026	0,198	-1,792	-1,595
Alb.	0,060	-0,026	0,035	2,290	-1,621	0,670
Sask.	0,022	-0,010	0,012	0,844	-0,643	0,202
Man.	0,001	-0,008	-0,007	0,047	-0,530	-0,483
Ont.	0,061	-0,083	-0,022	3,143	-5,242	-2,099
Qc	0,003	-0,051	-0,048	0,321	-3,208	-2,887
N.-B.	0,010	-0,006	0,004	0,420	-0,389	0,031
N.-É.	0,015	-0,006	0,009	0,650	-0,407	0,243
T.-N.-L	0,000	-0,004	-0,003	0,040	-0,224	-0,184
Total	**0,176**	**-0,224**	**-0,048**	**7,953**	**-14,056**	**-6,102**

Seuls la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario, le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador enregistrent des réductions nettes des émissions de GES lorsque la demande d'électricité est répartie sur toute la période du jour. L'incidence nette totale sur les émissions de GES au Canada est d'environ –6,1 Mt éq CO_2, comparativement à –5,6 Mt éq CO_2 dans le scénario accéléré hors pointe.

Il convient de rappeler que l'estimation de l'incidence sur les émissions de GES repose sur le parc électrogène qui a le plus de chances d'alimenter les usines d'électrolyse au moment de la production de l'hydrogène. Dans les scénarios hors pointe, les émissions ont été calculées d'après le parc électrogène au cours des heures creuses, dans chaque province. Les réductions obtenues dans le scénario de sensibilité à la période du jour, par contre, dépendent des décisions d'exploitation prises tout au long de la journée. Vu que l'industrie de l'électricité déploie une plus grande variété de centrales sur une période de 24 heures que sur la période des heures creuses uniquement, notamment des centrales à gaz, afin de répondre à la demande de pointe, la production affectée à l'électrolyse dans le scénario variantiel est moins concentrée dans les

installations à charbon, très polluantes, qui fournissent la charge de base. Par conséquent, le taux moyen d'émissions liées à cette production est inférieur à celui que l'on obtient dans les scénarios hors pointe.

Incidence sur les prix de l'électricité

La Figure 3-25 et la Figure 3-26 illustrent l'incidence absolue des scénarios P2 incrémental et P2 accéléré de sensibilité à la période du jour sur la moyenne annuelle des prix de l'électricité dans chacune des provinces. À noter que les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens de 2000. La Figure 3-27 représente le pourcentage de variation des prix par rapport au scénario correspondant. Les écarts de prix entre les scénarios hors pointe et variantiels s'expliquent par une modification du parc électrogène. Comme la production d'électricité supplémentaire est étalée sur un plus grand nombre d'heures dans les scénarios variantiels, on observe un déplacement de la production des heures creuses vers les heures de pointe, ce qui accroît la possibilité d'une variation des prix au cours des heures creuses. Dans la plupart des provinces, ces mouvements ne produisent que peu ou pas de changements par rapport aux résultats obtenus dans les scénarios hors pointe. Dans une province au portefeuille électrogène diversifié, comme l'Ontario, le recentrage du parc électrogène entraîne une variation plus accusée des prix.

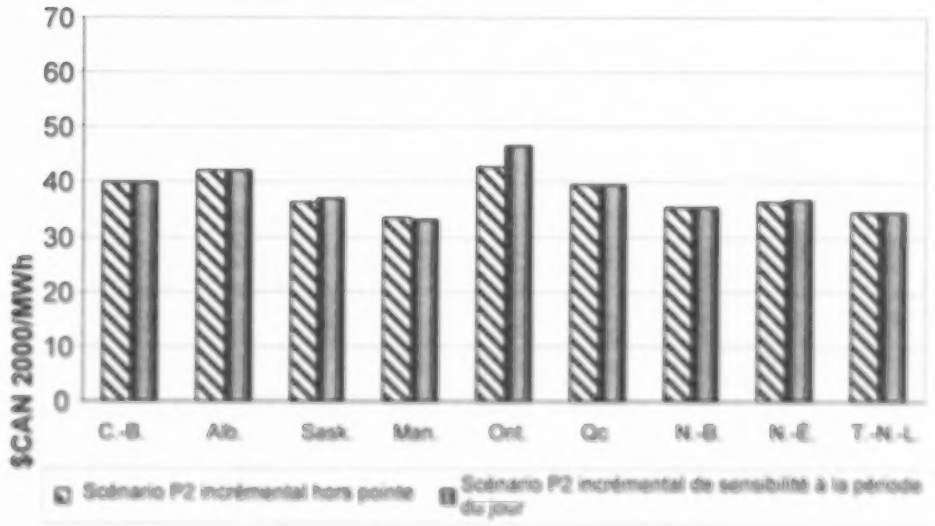


Figure 3-25 Prix de l'énergie dans les provinces en 2020 – Scénario P2 incrémental et scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour

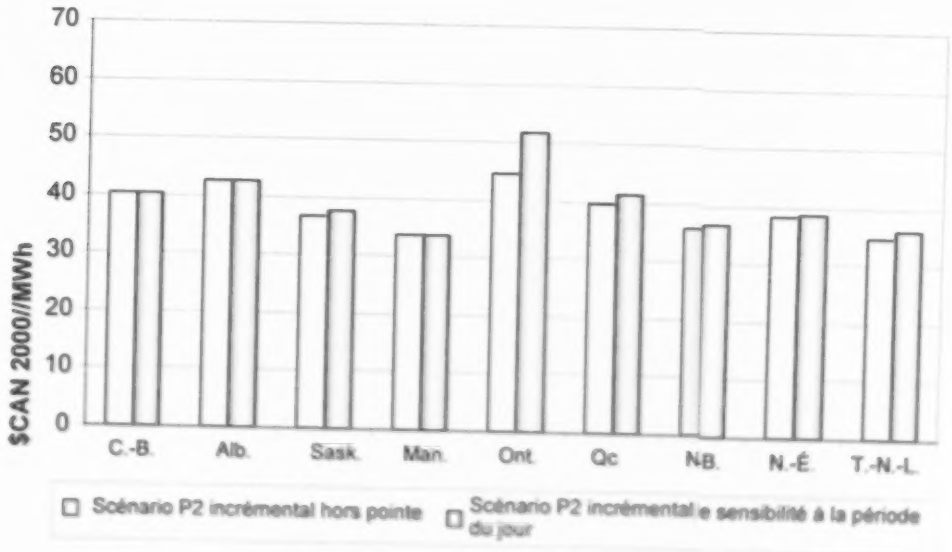


Figure 3-26 Prix de l'énergie dans les provinces en 2020 – Scénari P2 accéléré et P2 accéléré de sensibilité à la période du jour

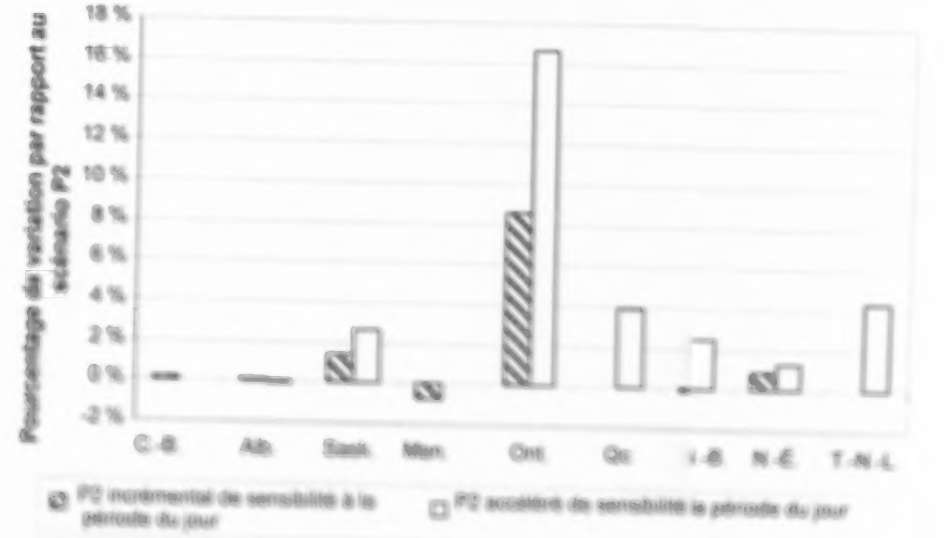


Figure 3-27 Pourcentage de variation de la moyenne annuelle dans de l'énergie en 2020 par rapport aux scénarios P2

Analyse du coût de production de l'hydrogène

La Figure 3-28 et la Figure 3-29 indiquent les coûts unitaires de production de l'hydrogène dans les scénarios de sensibilité à la période du jour, calculés d'après les prix de l'énergie indiqués à la Figure 3-25 et à la Figure 3-26.

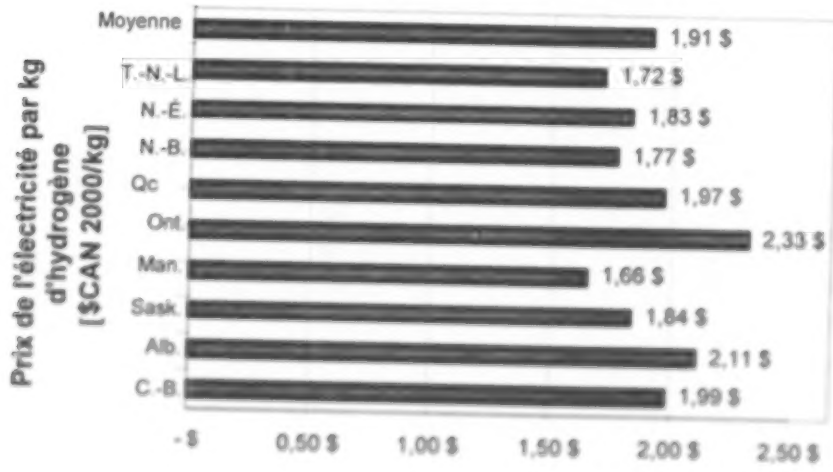


Figure 3-28 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour en 2020

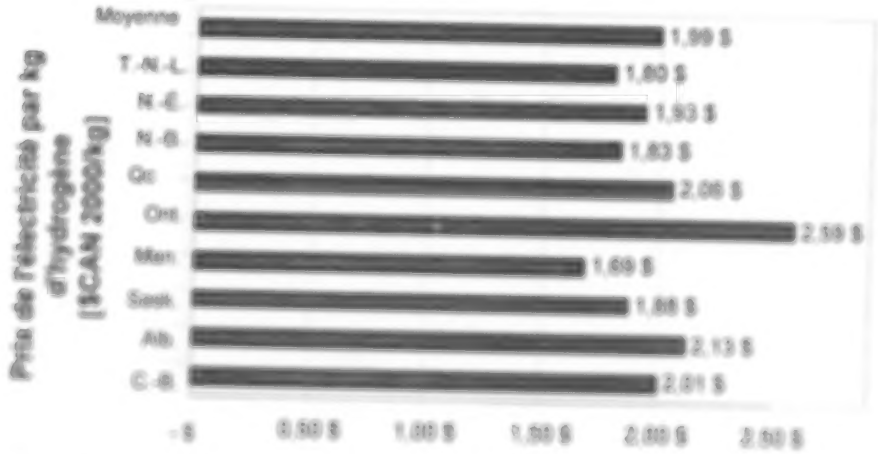


Figure 3-29 Coûts de l'électricité dans le scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour en 2020

Les Figure 3-30 et Figure 3-31 représentent le prix de l'électricité à produire afin de produire suffisamment d'hydrogène pour remplacer un litre d'essence lorsque la demande d'électricité est étalée sur toute la période du jour (d'après la consommation de carburant prévue). En 2020, dans le scénario accéléré, le prix de l'électricité varie de 0,19 $/kg d'hydrogène au Manitoba à 0,29 $ en Ontario. Ces valeurs, bien que supérieures à celles obtenues dans les scénarios P2 de référence, se comparent à la moyenne actuelle des prix de l'essence sur le marché canadien, à savoir 0,46 $/L avant taxe et 0,77 $/L après taxe[29]. À noter que les prix avant taxe varient considérablement d'une région à une autre (de 0,47 $/L à Toronto à 0,40/L à Charlottetown), mais ils sont tous supérieurs au prix de l'hydrogène. Comme dans les scénarios hors pointe, cette analyse semble indiquer que l'hydrogène pourrait constituer une solution de rechange économiquement viable à l'essence.

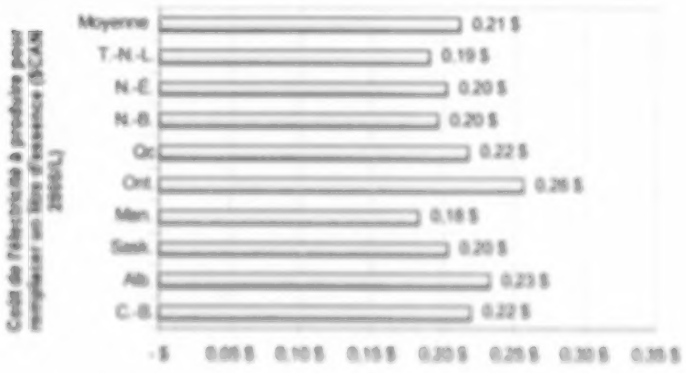


Figure 3-30 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence (scénario P2 incrémental de sensibilité à la période du jour en 2020)

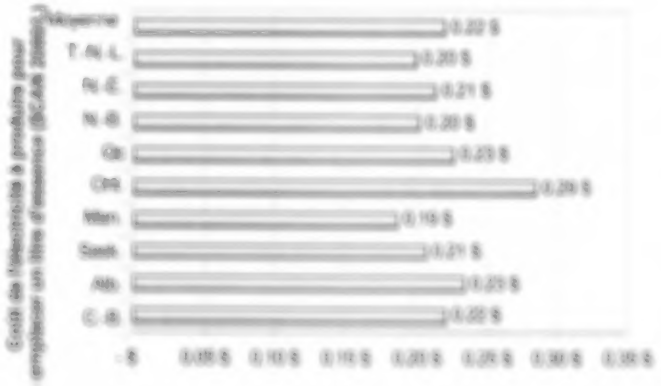


Figure 3-31 Coût de l'électricité à produire pour remplacer un litre d'essence (scénario P2 accéléré de sensibilité à la période du jour en 2020)

[29] www.petro-canada.ca

3.4 CONCLUSIONS DE LA PHASE 2

L'analyse de la phase 2 a permis de préciser les résultats de l'étude initiale effectuée au cours de la phase 1 au sujet de l'incidence, sur les émissions de gaz à effet de serre, de la production d'électricité supplémentaire consécutive à l'implantation d'une économie de l'hydrogène. Cette étude complémentaire a également donné l'occasion de vérifier la sensibilité des résultats à deux variables : le prix du carbone et la période de production de l'électricité. Ces travaux ont permis d'évaluer l'incidence nette, sur les émissions de GES, d'une augmentation de la production d'électricité consécutive au remplacement de l'essence par l'hydrogène dans le parc de véhicules légers.

Les analystes ont examiné deux effets clés, dont le gouvernement et les consommateurs devront tenir compte lorsqu'ils jugeront du bien-fondé de la construction d'une infrastructure pour produire de l'hydrogène par voie d'électrolyse : l'effet sur les émissions de CES et l'effet sur les prix de l'électricité.

Les analystes ont révisé leurs hypothèses à la lumière de discussions avec le GTEE de l'ACPCT. Ils ont notamment redéfini le parc de véhicules (pour englober les voitures et les camions) et recalculé les consommations de carburant, les facteurs d'émissions sur le cycle entier et les besoins en électrolyse. Ces hypothèses ont modifié la quantité d'électricité supplémentaire nécessaire à la fabrication de l'hydrogène.

Les analystes ont élaboré deux scénarios, le scénario P2 incrémental (hors pointe) et le scénario P2 accéléré (hors pointe), en retenant des taux de pénétration de l'hydrogène différents de ceux utilisés dans la phase 1. Ils ont par la suite choisi deux variables d'intérêt en vue de les soumettre à des analyses de sensibilité. Dans les deux scénarios, ils ont analysé la sensibilité à un prix élevé du carbone, sans lequel l'initiative de l'hydrogène s'essoufflerait, et la sensibilité à la période du jour, en considérant l'effet d'un étalement de la production d'électricité sur toutes les heures de la journée (heures de pointe et heures creuses).

L'analyse démontre qu'en 2020, dans le scénario incrémental, chaque kilogramme d'hydrogène remplace 6,9 L d'essence dans les véhicules légers et évite 21,6 kg d'émissions d'équivalent CO_2. Dans le scénario accéléré, toujours en 2020, ces chiffres sont de 9,1 L d'essence et de 28,2 kg d'équivalent CO_2, respectivement. De plus, l'inclusion des camions légers dans le parc de véhicules se traduit par une augmentation des économies d'essence et, conséquemment, des émissions évitées par rapport à la phase 1.

Dans leur modèle, les analystes ont établi la composition du parc électrogène affecté à la production de l'électricité supplémentaire nécessaire à la fabrication de l'hydrogène. À partir de ces données, ils ont chiffré l'impact sur les émissions de GES. L'impact souhaité, c'est-à-dire une réduction des émissions globales, se concrétise dans les provinces où l'intensité des émissions attribuables à la production d'électricité est de 0,39 t eq CO_2/MWh et moins en 2010 et de 0,83 t eq CO_2/MWh et moins en 2020. Autrement dit, une production égale ou inférieure à 0,33 t eq CO_2 en 2020 se traduirait par une situation où l'augmentation des émissions découlant de la production de l'électricité supplémentaire nécessaire à la fabrication de l'hydrogène serait *inférieure* aux émissions évitées, grâce à la substitution de l'hydrogène à l'essence, d'où un avantage net. Comme le laissent ressortir les résultats de la phase 1, les provinces riches en ressources hydroélectriques enregistrent un impact net favorable sur les émissions de GES. Cependant, si l'on regroupe toutes les provinces étudiées, l'incidence nette totale sur les émissions de GES équivaut à une réduction de l'ordre de 0,02 à 0,8 Mt eq CO_2 en 2010 (scénario incrémental hors pointe) et 2020 (scénario accéléré hors pointe), respectivement.

Il convient de souligner que cette analyse se limitait à la production d'hydrogène par voie d'électrolyse. L'hydrogène pourrait également s'obtenir au moyen d'autres procédés, comme le reformage du méthane à la vapeur.

L'incidence sur les prix de l'électricité varient selon les provinces le parc électrogène affecté à la production de l'électricité supplémentaire nécessaire à la production d'hydrogène. Dans les provinces ayant suffisamment de capacité en réserve pour répondre à l'augmentation de la demande, la hausse des prix est inférieure à celle que l'on enregistre dans les provinces qui doivent investir massivement dans la construction d'installations ou l'accroissement de leurs importations pour satisfaire les besoins. C'est en Ontario que le pourcentage d'augmentation des prix est le plus élevé (environ 15 p. 100 par rapport au scénario de référence) dans le scénario accéléré en 2020. En raison des limites de la capacité de transport de l'électricité en provenance des États-Unis et de l'encombrement des réseaux qui transportent l'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador en passant par le Québec, l'Ontario n'a d'autre choix que d'accroître son utilisation des centrales à combustibles fossiles sous le régime provincial de réglementation des émissions de SO_2 et NO_X et, en plus, sous un régime de contrainte carbone. Dans la plupart des autres provinces, cependant, les hausses de prix sont inférieures à 5 p. 100 en 2020. L'impact sur les prix de l'électricité n'est qu'un des facteurs déterminants du coût de production de l'hydrogène.

Afin de situer dans leur contexte les prix de l'électricité, il a été utile de les comparer aux prix de l'équivalent essence. Dans toutes les provinces, le prix de revient de l'électricité nécessaire à la fabrication d'une quantité suffisante d'hydrogène pour remplacer un litre d'essence se situe en moyenne à 0,21 $/L dans le scénario accéléré en 2020. Ce prix est inférieur au coût moyen de l'essence, mais il ne comprend pas les coûts opérationnels et autres liés à la production et à la distribution de l'hydrogène. En comparaison, le prix avant taxe de l'essence est actuellement d'environ 0,46 $/L, ce qui inclut les coûts du brut, du raffinage et de la mise en marché.

Les analyses de sensibilité nous ont donné une idée de l'effet de deux variables qui pourraient avoir une influence déterminante sur les résultats. Le scénario de sensibilité à un prix élevé du carbone a montré qu'un prix de 53,33 $CAN/t CO_2 (40 $US/t CO_2) était suffisamment élevé pour inciter les provinces tributaires des combustibles fossiles à délaisser le charbon au profit d'autres sources d'énergie moins polluantes, comme le gaz naturel, ou à accroître leurs importations pour répondre à la demande supplémentaire. Ces mouvements se traduisent par une augmentation appréciable des réductions nettes d'émissions de GES dans tout le pays par rapport aux scénarios de référence. Dans le scénario accéléré de sensibilité à prix élevé du carbone en 2020, par exemple, la réduction obtenue est de 9,0 Mt CO_2.

Quant au scénario de sensibilité à la période du jour, il nous a permis d'évaluer l'effet d'une augmentation de la demande d'électricité doublée d'une augmentation de la demande de pointe. Le parc électrogène est très semblable à celui qui est prévu dans les scénarios correspondants. Cependant, on observe une légère augmentation des réductions nettes des émissions de GES à l'échelle du pays, qui passe de 5,6 Mt CO_2 dans le scénario P2 accéléré de référence (hors pointe) en 2020 à 6,1 Mt CO_2 dans le scénario variantiel. Cette augmentation s'explique par une diminution de la part des centrales à charbon dans le parc électrogène lorsque la production supplémentaire est étalée sur toute la journée. Les prix de l'électricité sont également plus élevés dans le scénario de sensibilité, avec une hausse moyenne de 3,5 p. 100.

L'analyse de la phase 2 corrobore le constat effectué au cours de la phase 1, selon lequel il est possible de retirer des avantages environnementaux à des coûts comparables aux prix actuels de l'essence. Les analyses de sensibilité ont aidé à situer les résultats dans leur contexte. Le prix élevé du carbone pourrait représenter le « pire scénario de prix », dans lequel la réaction du secteur de la production de l'électricité est radicalement différente de celle constatée dans les scénarios de référence. Le scénario de sensibilité à la période du jour pourrait nous donner un aperçu de la façon dont l'infrastructure d'approvisionnement en hydrogène pourrait fonctionner; la

réponse des producteurs d'électricité est encourageante, mais très semblable à celle obtenue dans le scénario de référence. On pourrait envisager une troisième phase à ce projet, dans laquelle ces variables seraient soumises à d'autres tests de sensibilité. Ou encore, on pourrait intégrer à une troisième phase quelques-unes des questions qui n'ont pas été examinées dans les deux phases précédentes, mais qui ont une incidence directe sur les émissions de GES. Enfin, nous n'avons pas incorporé au modèle les récentes annonces effectuées dans le secteur de la production de l'électricité, pour des raisons de cohérence et de phasage. Il vaudrait peut-être la peine de s'y intéresser au cours d'une éventuelle troisième phase. Une analyse plus poussée de ces questions pourrait accroître la confiance dans les résultats.

4 CONCLUSIONS

La phase 1 de ce projet s'est amorcée au printemps 2003 et la phase 2 a suivi à l'hiver 2003-2004. Le projet avait pour objectif général d'examiner la viabilité de la production d'hydrogène par électrolyse pour alimenter les véhicules mus par des piles à combustible dans le contexte du secteur de la production d'électricité, en considérant plus particulièrement les variations nettes des émissions de GES découlant d'une augmentation de la demande d'électricité et du remplacement de l'essence par l'hydrogène, ainsi que les variations des prix de l'électricité attribuables à l'augmentation de la demande.

Au cours de la phase 1, les analystes ont voulu obtenir une idée générale des types de changements susceptibles de survenir dans le secteur de la production d'électricité et de leurs effets sur l'inventaire national des émissions de GES. Ils ont également sollicité des suggestions d'améliorations de la part du GTEE. Les deux scénarios (pénétration incrémentale et pénétration accélérée de l'hydrogène dans le marché des piles à combustible) ont démontré qu'il était possible de parvenir à des réductions nettes des émissions de GES en remplaçant l'essence par de l'hydrogène électrolytique dans le secteur des transports à l'échelle du pays, à un prix comparable à celui de l'essence. Les analystes ont toutefois admis que plusieurs de leurs hypothèses de la phase 1 étaient « approximatives » et qu'ils pouvaient produire de meilleures estimations. En outre, ils ont déterminé des variables importantes qui pourraient se prêter à des études de sensibilité. Il s'agissait en l'occurrence du prix du carbone et de la période de production de l'électricité supplémentaire. Le groupe de travail sur les études et les évaluations de l'ACPCT a donc réexaminé les hypothèses sous-jacentes aux scénarios d'implantation de l'hydrogène sur le marché des véhicules à piles à combustible, en prévision de la phase 2.

Au cours de la phase 2, les analystes ont affiné les intrants des modèles afin de mieux caractériser le parc de véhicules et de mieux représenter les améliorations susceptibles d'être apportées aux véhicules (p. ex. sur le plan de la consommation de carburant). Ils les ont intégrés à deux scénarios qui devaient leur permettre de produire des estimations plus réalistes que celles de la phase 1. Les deux scénarios ont démontré que l'emploi de véhicules à hydrogène pouvait contribuer à réduire les émissions de GES. Les prix de l'électricité demeuraient inférieurs aux prix actuels de l'essence avant taxe.

Les analystes ont ensuite procédé à des analyses de sensibilité à deux variables clés, qui ont servi à encadrer les résultats des scénarios. Dans le scénario de sensibilité à prix élevé du carbone, ils ont postulé un prix de 53,33 $CAN/t CO_2 (40 $US/t CO_2), qui était beaucoup plus élevé que le prix de 10 $CAN/t CO_2 prévu dans le scénario de référence et qui a accentué en conséquence les changements dans le secteur de la production d'électricité. En fait, ce prix élevé s'est traduit par un abandon presque complet du charbon au profit du gaz, de l'énergie hydroélectrique et des importations.

Fait intéressant, le scénario de sensibilité à la période du jour indique des résultats très comparables à ceux obtenus dans le scénario de référence correspondant. Cependant, comme les réductions nettes étaient basées sur une production étalée sur toute la journée, le parc électrogène était beaucoup plus diversifié, de sorte que la production, moins concentrée dans les installations à charbon très polluantes, a engendré moins d'émissions de GES dans l'ensemble.

Une grande partie des variables ont été couvertes par cette analyse dans les phases 1 et 2. La sensibilité à la période de production de l'électricité supplémentaire a été examinée sommairement, mais une analyse plus rigoureuse pourrait contribuer à encadrer cette variable importante. En outre, les annonces publiées récemment et en voie de l'être en Ontario (retrait des centrales à combustibles fossiles/expansion du secteur nucléaire) et au Québec pourraient avoir une forte influence sur les résultats du modèle, étant donné que des changements de cette nature

modifieraient la composition du parc électrogène disponible dans ces régions. Il faudrait procéder à d'autres analyses pour préciser les résultats de l'étude antérieure. Ainsi :

- Cette analyse portait exclusivement sur la filière électrolytique pour produire l'hydrogène. Or, il existe d'autres techniques de production, comme le reformage du méthane à la vapeur, qui pourraient être intégrées à une future analyse.

- Seuls les marchés de l'électricité sont analysés dans cette étude. Les analyses ont fait abstraction des coûts liés à l'infrastructure de production d'hydrogène et n'ont pas tenu compte du coût de l'eau utilisée dans le procédé d'électrolyse. La prise en compte de ces coûts et d'autres facteurs de coût pourrait accroître l'utilité des analyses financières.

Le débat se poursuit au sujet de l'apport possible de l'hydrogène carburant aux efforts du Canada pour respecter ses engagements aux termes du Protocole de Kyoto. Le processus a été retardé jusqu'à un certain point en raison de la période de transition politique que nous venons de traverser, mais l'horizon 2008 se rapproche à grands pas, et la plupart des observateurs reconnaissent que les gouvernements devront prendre des décisions rapidement pour produire un impact utile au cours de la première période d'engagement. Le comité directeur de l'ACPCT a l'occasion de contribuer utilement à ce débat en s'appuyant sur des analyses solides. La phase 3 de l'étude devrait chercher à combler les lacunes de l'analyse dont nous avons fait état précédemment, afin d'étayer l'argumentation concernant le rôle que les piles à combustible pourraient et devraient jouer sur le nouveau marché mondial sous contrainte carbone.

5 SOURCES DE RÉFÉRENCE

Adams, P. 2000. "L'avenir de l'hydroélectricité au Canada". Association canadienne de l'hydroélectricité.

AGRA Monenco. (AGRA.) 1999. "Assessment of Costs and Characteristics of Fossil Fuel Technologies for Electrical Generation". Processus national sur le changement climatique, Table de l'électricité.

Alberta Power Pool. 2002. Communication personnelle.

AMEC. 2001. "Electric Power Generation – Annotated Survey of Selected Cost Estimates for Multi-Pollutant Emissions Reduction Options for the electricity Sector in Canada". Préparé pour Environnement Canada. Ottawa.

Association canadienne nucléaire (ACN). 2002. Bulletin électronique n° 9. vol III. [en ligne] http://www.cna.ca/french/index.asp

Association canadienne nucléaire (ACN). 2001. "L'électricité nucléaire et la réponse du Canada au protocole de Kyoto : modélisation des aspects financiers des scénarios de remplacement".

ATCO. 2002. [site Web] www.atco.com

Baines, I. 2002. Communication personnelle.

Bolen, B. 2002. Communication personnelle.

Canadian Energy Research Institute (CERI). 1996. "Repowering Alberta: Options for Electrical Generating Units; Economics and Emissions Impacts." Study No. 73.

Service canadien des forêts. (CFS.) 1999. "Canada's Wood Residues: A Profile of Current Surplus and Regional Concentrations". [en ligne] www.nccp.ca//NCCP/national_process/issues/forest_e.html Préparé pour le Processus national sur le changement climatique, Table des forêts.

Canadian Hydro Developers homepage. 2002. [en ligne] www.canhydro.com

Canadian Institute for Environmental Law and Policy. 2002. "Green Power Opportunities for Ontario".

Centre de la technologie de l'énergie de CANMET, Ressources naturelles Canada. 2002. International Small Hydro Atlas.

Courtney Bay Facility. 2002. Communication personnelle.

Cowley Ridge homepage. [en ligne] www.cowleyridge.com Accessed 2002.

Cummings, L. 2002. Communication personnelle. Environnement Canada.

Dunsworth, A. 2002. Communication personnelle.

Énergie NB Power. 2002. [site Web] www.nbpower.com/fr/index.html

Énergie NB Power. 2001. "Rapport annuel".

Energy Information Administration (EIA). 2002a. "Annual Energy Outlook."

Energy Information Administration (EIA). 2002b. "Model Documentation Renewable Fuels Module of the National Energy Modelling System".

Energy Technology Futures. 2000a. "2050 Study: Go Your Own Way". Ressources naturelles Canada.

Energy Technology Futures. 2000b. "2050 Study: Greening the Pump". Ressources naturelles Canada.

Environnement Canada. 2002b. "Energy Generation Analysis (2000-2010)". (inédit)

Environnement Canada. 2002c. Communication personnelle.

Environnement Canada. 1999. "Identification of Potential Landfill Sites for Additional Gas Recovery and Utilization in Canada". Ottawa.

Environnement Canada. 1996. "Background Document for the Development of a National Guideline for NO_X Emissions from New or Modified Commercial/Industrial Boilers and Process Heaters". (REF # FA168-3-7051) Ottawa.

Environnement Canada. 2003. "Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990-2001".

Environnement Canada. 2002a. "Inventaire canadien des gaz à effet de serre 1990-2000".

Epcor. 2002. [site Web] www.epcor.ca

Federal Energy Regulatory Commission (FERC). 1995. Form 714.

Glynn, M. 2002. Communication personnelle. Ministère de l'Environnement, Nouveau-Brunswick.

Gouvernement de l'Alberta. 2002. "The Department of Energy". [site Web] www.energy.gov.ab.ca/Electricity/Key+Numbers/Key+Numbers.htm

Groupe d'analyse et de modélisation (GAM). 2002. "Guide des hypothèses et de la méthodologie utilisées pour obtenir les résultats du GAM". [en ligne] http://www.nccp.ca/NCCP/national_stakeholders/amg_f.html

Groupe d'analyse et de modélisation (GAM). 2000. "Une évaluation des conséquences économiques et environnementales pour le Canada du protocole de Kyoto". [en ligne]http://www.nccp.ca/NCCP/pdf_f/AMG_finalreport_fr.pdf

Johnson, L. 2002. Communication personnelle. Epcor.

Klein, M. 2002. Communication personnelle. Environnement Canada.

MacDougal, R. 2002. Communication personnelle.

Manitoba Hydro. 2002. Communication personnelle.

Ministère de l'environnement de l'Ontario (MEO). 2001. "Centrales électriques au charbon de l'Ontario".

Morris, R.. 2002. Communication personnelle. Environnement Canada, Service de l'environnement atmosphérique.

Ressources naturelles Canada (RNCan). 2001. "Canadian Natural Gas Market Review & Outlook". [en ligne] www.nrcan.gc.ca consulté en mars 2002. "NatGas_RNCan.pdf"

Neill and Gunter (Nova Scotia) Limited. 1999. "Opportunities for Increased Cogeneration in the Pulp and Paper Industry". [en ligne] www.nccp.ca//NCCP/national_process/issues/forest_e.html Préparé pour la Direction de l'industrie, de l'économie et des programmes, Service canadien des forêts, RNCan.

North American Electricity Reliability Council (NERC). 2001a. "2001 Summer Assessment: Reliability of the Bulk Electricity Supply in North America". [en ligne] http://www.nerc.com

North American Electricity Reliability Council (NERC). 2001b. "2001/2001 Winter Assessment: Reliability of the Bulk Electricity Supply in North America". [en ligne] http://www.nerc.com

North American Electricity Reliability Council (NERC). 2001c. Electricity Supply and Demand Database and Software.

North American Electricity Reliability Council (NERC). 2001d. "Reliability Assessment 2001-2010: The Reliability of Bulk Electric Systems in North America. [en ligne] http://www.nerc.com

Nova Scotia Power. 2002. [site Web] www.emera.com

Office national de l'énergie (ONE). 2001. "Le secteur de l'électricité au Canada : tendances et enjeux : évaluation du marché de l'énergie". Calgary.

Office national de l'énergie (ONE). 2000. "Le marché du gaz naturel au Canada : dynamique et prix". [en ligne] www.neb.ca "NatGas_NEB.pdf"

Office national de l'énergie (ONE). 1999. "L'énergie au Canada, offre et demande jusqu'à 2025". [en ligne] www.neb.ca

Ontario Independent Market Operator. 2002. Communication personnelle.

Ontario Power Generation. (OPG). 2002. [site Web] www.opg.com

Ontario Power Generation. (OPG). 2001. "Ontario Power Generation and Babcock & Wilcox Team Up for $200 Million Environmental Project." Communiqué.

Processus national sur les changements climatiques (PNCC). 1999. "Perspectives des émissions du Canada : une mise à jour."

Rangi, R. 1992. "Canadian Wind Energy Technical and Market Potential". Preparé pour le Centre de la technologie de l'énergie de CANMET, Ressources naturelles Canada.

Reed Wasden Research. June 2002. "Sound Energy." [en ligne] www.reedwasden.com

Ressources naturelles Canada (RNCan). 2002. "Encouragement à la production d'énergie éolienne". [en ligne] "Encouragement à la production d'énergie éolienne.pdf" http://www.canren.gc.ca/programs/index_f.asp?CaId=107&PgId=623. Consulté en juin 2002.

Ressources naturelles Canada (RNCan). 1994. "La statistique du charbon au Canada".

Robb, G. 2002. Communication personnelle. Thermoshare.

Roberts, C. 2002. Communication personnelles. Secrétariat national du changement climatique.

Rose, D., 2002. Communication personnelle. Environnement Canada.

SaskPower. 2002a. [site Web] www.saskpower.com

SaskPower. 2002b. Communication personnelle.

Senes Consulting. (Senes.) 2002. "Evaluation of Technologies for Reducing Mercury Emissions from the Electric Power Generation Sector". Préparé pour le Conseil canadien des ministres de l'Environnement.

Seney, B. 2002. Communication personnelle. Office national de l'énergie.

Shand Generating Station. 2002. Communication personnelle.

Statistique Canada. 2002. Cansim II Tableau 27 "Statistiques de l'énergie électrique de 1997 à 2001" [en ligne] Consulté en juin 2002.

Statistique Canada. 2001."Statistiques de l'énergie électrique". Ottawa. (N° 57-001-XIB au catalogue).

Statistique Canada. 2001. N° 57-202-XPB au catalogue. "Production, transport et distribution d'électricité" années 1992 à 1999 Ottawa.

Statistique Canada. 2000a. "Puissance maximale de l'énergie électrique et charge des réseaux". Ottawa. (N° 57-204-XIB au catalogue).

Statistique Canada. 2000b. "Centrales d'énergie électrique". Ottawa. (N° 57-206-XIB au catalogue).

Strickland, C. and Nyboer, J. 2002. "A Review of Existing Cogeneration Facilities in Canada". Centre de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie.

Surtees, N. 2002. Communication personnelle. Ministère de l'Environnement de la Saskatchewan.

Talbot, R. 2003. Communication personnelle. Ressources naturelles Canada.

TransAlta. 2002. [site Web] www.transalta.com

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2002b. "Documentation of EPA Modelling Applications (V.2.1) Using the Integrated Planning Model". Office of Air and Radiation.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). Accessed 2002d. "National Electric Energy System (NEEDS) Database". [en ligne] www.epa.gov/airmarkets/epa-ipm/index.html

Walmsley, J.L. and Morris, R.J. 1992. "Wind Resource Maps for Canada". Rapport ARD-92-0030-E Environnement Canada, Service de l'environnement atmosphérique. Ottawa.

Welsh, L. 2002. Communication personnelle. Environnement Canada.

Western Systems Coordinating Council (WSCC). 2002. "2002 WSCC Information Summary". [en ligne] http://www.wecc.biz/documents/publications/info_sum.html

Page laissée intentionnellement en blanc.

APPENDICE A DONNÉES ET INTRANTS

Tableau A- 1 Sources des données sur les caractéristiques des coûts, par type d'installation 5
Tableau A- 2 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000 – Colombie-Britannique 6
Tableau A- 3 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Alberta 6
Tableau A- 4 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Saskatchewan 7
Tableau A- 5 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Manitoba 7
Tableau A- 6 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Ontario 8
Tableau A- 7 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Québec 8
Tableau A- 8 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Nouveau-Brunswick 9
Tableau A- 9 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Nouvelle-Écosse 10
Tableau A- 10 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Terre-Neuve-et-Labrador 10
Tableau A- 11 Valeurs des paramètres des classes de vent en 2010 11
Tableau A- 12 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Colombie-Britannique 13
Tableau A- 13 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Alberta 13
Tableau A- 14 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Saskatchewan 14
Tableau A- 15 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Manitoba 14
Tableau A- 16 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Ontario 15
Tableau A- 17 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Québec 15
Tableau A- 18 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Nouveau-Brunswick 16
Tableau A- 19 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Nouvelle-Écosse 16
Tableau A- 20 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Terre-Neuve-et-Labrador 17
Tableau A- 21 Estimation du potentiel en énergies renouvelables, par province (MW) 17
Tableau A- 22 Facteurs de capacité 18
Tableau A- 23 Hypothèses relatives à la mage de réserve 20
Tableau A- 24 Prix moyen pondéré du charbon en 2010 20
Tableau A- 25 Prix du gaz naturel à la livraison dans le scénario de base 21

PAGE LAISSÉE INTENTIONNELLEMENT EN BLANC.

CAPACITÉ DE PRODUCTION EXISTANTE

Le modèle IPM® du secteur de la production d'électricité s'appuie sur des données et de l'information ventilées par type d'installation. Les analystes y ont inclus toutes les installations de production qui alimentent le réseau, ce qui comprend les centrales à combustibles fossiles, les cycles combinés, les turbines de combustion à cycle simple, les énergies renouvelables (énergie éolienne, gaz d'enfouissement, énergie hydroélectrique et biomasse) et la cogénération. Dans le cadre de la présente étude, ils ont dressé un inventaire de toutes les installations de production d'électricité qui alimentent le réseau[30], en se basant sur des données de diverses sources[31]. Dans les cas où les sources disponibles n'ont pu leur fournir de données sur les caractéristiques des coûts et du rendement de tel ou tel type d'installation, ils ont établi une estimation des variables clés en se basant sur leur jugement ou sur de l'information de même nature provenant des États-Unis[32].

Voici les principales données que requiert le modèle pour chaque unité :

- la capacité garantie nette;
- le coût thermique (Btu/kWh);
- les coûts fixes et variables d'exploitation et d'entretien (E-E);
- les contrôles environnementaux existants (ou prévus);
- les combustibles admissibles;
- la date de déclassement;
- l'information sur les pannes (imprévues et prévues).

Nouvelles technologies de production

Outre l'information détaillée sur le parc électrogène de chacune des neuf provinces, le modèle IPM® a besoin de données sur la disponibilité et les caractéristiques des nouvelles installations à ajouter pour répondre à la demande et remplacer les unités mises hors service. Voici la liste des types d'unité de production retenus dans l'analyse pour ajouter à la capacité actuelle :

- les centrales à charbon;[4]
- les cycles combinés à gazéification intégré (CCGI) à charbon;[4]
- les cycles combinés à gaz naturel (CC);
- les turbines de combustion à gaz naturel (TC);
- la cogénération (CC et TC);
- les éoliennes;
- les centrales hydroélectriques;
- les gaz d'enfouissement;
- la biomasse (bois et résidus du bois);
- les centrales nucléaires.

Les analystes ont établi les caractéristiques des coûts et du rendement des divers types d'installation. Elles sont représentatives des conditions qui existent dans chacune des provinces. En voici la liste :

---

[30] Afin de maintenir une certaine cohérence entre les prévisions de la demande et les données sur les ressources, les analystes ont écarté de l'analyse les installations qui ne fournissent pas d'électricité au réseau.

[31] Sources : NERC, 2001c; Statistique Canada, 2000; données d'Environnement Canada, et consultation des sites Web des services publics et de la documentation des entreprises.

[32] Les exploitants des centrales aux États-Unis ont des rapports à soumettre à l'EPA. Source : EPA, 2002b et EPA, 2002d.

[4] Le modèle a admis la construction de nouvelles installations à charbon uniquement dans les provinces qui sont déjà dotées d'une infrastructure de distribution du charbon. Comme la filière du charbon produit très peu d'électricité en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador, les nouvelles installations à charbon n'ont pas été comptées parmi les nouvelles options de production.

- les coûts en capital ($/kW), y compris l'intérêt durant la construction (IDC);
- les coûts d'exploitation fixes ($/kW/an);
- les coûts d'exploitation variables ($/MWh);
- le coût thermique (Btu/kWh);
- le potentiel en ressources renouvelables;
- le profil énergétique des ressources intermittentes (distribution de la production saisonnière par MW installé).

Cette information est tirée de diverses sources répertoriées au Tableau A- 1.

Tableau A- 1 Sources des données sur les caractéristiques des coûts, par type d'installation

Type d'unité	Source
Centrales à combustibles	Rapport à la Table de l'électricité. AGRA Monenco 1994
Éoliennes	Documents de l'AIE sur les énergies renouvelables, 2002b, RNCan, 2002
Petites centrales hydroélectriques	CANMET, 2002.
Grandes centrales hydro-électriques	Communications personnelles. Manitoba Hydro, 2002.
Gaz d'enfouissement	Environnement Canada « Identification of Potential Landfill Sites for Additional Gas Recovery and Utilization in Canada » avec Données contextuelles (EC, 2002), EIA AEO 2002
Biomasse	Processus national sur le changement climatique, rapport de la Table des forêts (PNCC, 1999)
Nucléaire	Association nucléaire canadienne. (ANC, 2001)

COÛT ET RENDEMENT DES NOUVELLES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION

Tableau A- 2 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Colombie-Britannique

	Au gaz				Au charbon		
	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle simple avec cogénération	Turbine à gaz à cycle combiné	Turbine à gaz à cycle combiné avec cogénération	Charbon pulvérisé	Combustion à lit fluidisé à pression atmosphérique	Cycle combiné à gazéification intégrée
Capacité nette (MW)	107	107	250	124	s.o.	s.o.	s.o.
Coût thermique[1] (BTU/kWh)	10 342	5 270	6 513	4 883	s.o.	s.o.	s.o.
Coûts en capital[2] ($/kW)	642	825	870	939	s.o.	s.o.	s.o.
E-E fixes ($/kW/an)	9,5	9,5	9,5	9,5	s.o.	s.o.	s.o.
E-E variables[3] ($/MWh)	3,95	3,95	4,36	4,36	s.o.	s.o.	s.o.

Notes :
[1]Le coût thermique comprend un crédit pour la vente de produits autres que l'électricité dans le cas des installations de cogénération.
[2]Les coûts en capital comprennent l'intérêt durant la construction.
[3]Les coûts variables d'exploitation et d'entretien ne comprennent pas les coûts du combustible.
Source : AGRA, 1999.

Tableau A- 3 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Alberta

	Au gaz				Au charbon		
	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle simple avec cogénération	Turbine à gaz à cycle combiné	Turbine à gaz à cycle combiné avec cogénération	Charbon pulvérisé	Combustion à lit fluidisé à pression atmosphérique	Cycle combiné à gazéification intégrée
Capacité nette (MW)	105	105	238	120	400	150	240
Coût thermique[1] (BTU/kWh)	9 975	5 344	6 517	4 886	9 785	10 260	7 938
Coûts en capital[2] ($/kW)	798	1 014	1 047	1 115	2 358	2 555	2 305
E-E fixes ($/kW/an)	9,5	9,5	9,5	9,5	34,9	34,9	40,3
E-E variables[3] ($/MWh)	3,95	3,95	4,36	4,36	0,61	0,68	7,52

Notes :
[1]Le coût thermique comprend un crédit pour la vente de produits autres que l'électricité dans le cas des installations de cogénération.
[2]Les coûts en capital comprennent l'intérêt durant la construction.
[3]Les coûts variables d'exploitation et d'entretien ne comprennent pas les coûts du combustible.

Source : AGRA, 1999.

Tableau A- 4 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Saskatchewan

	Au gaz				Au charbon		
	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle simple avec cogénération	Turbine à gaz à cycle combiné	Turbine à gaz à cycle combiné avec cogénération	Charbon pulvérisé	Combustion à lit fluidisé à pression atmosphérique	Cycle combiné à gazéification intégrée
Capacité nette (MW	107	107	242	123	400	150	240
Coût thermique[1] (BTU/kWh)	10 148	5 361	6 541	4 950	9 785	10 260	7 938
Coûts en capital[2] ($/kW)	754	962	1 014	1 076	2 312	2 502	2 437
E-E fixes ($/kW/an)	9,5	9,5	9,5	9,5	34,9	34,9	40,3
E-E variables[3] ($/MWh)	3,95	3,95	4,36	4,36	0,61	0,68	7,52

Notes :
[1]Le coût thermique comprend un crédit pour la vente de produits autres que l'électricité dans le cas des installations de cogénération.
[2]Les coûts en capital comprennent l'intérêt durant la construction.
[3]Les coûts variables d'exploitation et d'entretien ne comprennent pas les coûts du combustible.
Source : AGRA, 1999.

Tableau A- 5 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Manitoba

	Au gaz				Au charbon		
	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle simple avec cogénération	Turbine à gaz à cycle combiné	Turbine à gaz à cycle combiné avec cogénération	Charbon pulvérisé	Combustion à lit fluidisé à pression atmosphérique	Cycle combiné à gazéification intégrée
Capacité nette (MW)	110	110	250	126	s.o.	s.o.	s.o.
Coût thermique[1] (BTU/kWh)	10 170	5 353	6 531	4 945	s.o.	s.o.	s.o.
Coûts en capital[2] ($/kW)	702	896	944	1 002	s.o.	s.o.	s.o.
E-E fixes ($/kW/an)	9,5	9,5	9,5	9,5	s.o.	s.o.	s.o.
E-E variables[3] ($/MWh)	3,95	3,95	4,36	4,36	s.o.	s.o.	s.o.

Notes :
[1]Le coût thermique comprend un crédit pour la vente de produits autres que l'électricité dans le cas des installations de cogénération.

[2]Les coûts en capital comprennent l'intérêt durant la construction.
[3]Les coûts variables d'exploitation et d'entretien ne comprennent pas les coûts du combustible.
Source : AGRA, 1999.

Tableau A- 6 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Ontario

	Au gaz				Au charbon		
	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle simple avec cogénération	Turbine à gaz à cycle combiné	Turbine à gaz à cycle combiné avec cogénération	Charbon pulvérisé	Combustion à lit fluidisé à pression atmosphérique	Cycle combiné à gazéification intégrée
Capacité nette (MW)	107	107	247	123	400	150	240
Coût thermique[1] (BTU/kWh)	10 280	5 298	6 517	4 903	9 785	10 260	7 938
Coûts en capital[2] ($/kW)	703	903	916	985	2 443	2 555	2 099
E-E fixes ($/kW/an)	9,5	9,5	9,5	9,5	34,9	34,9	40,3
E-E variables[3] ($/MWh)	3,95	3,95	4,36	4,36	0,61	0,68	7,52

Notes :
[1]Le coût thermique comprend un crédit pour la vente de produits autres que l'électricité dans le cas des installations de cogénération.
[2]Les coûts en capital comprennent l'intérêt durant la construction.
[3]Les coûts variables d'exploitation et d'entretien ne comprennent pas les coûts du combustible.
Source : AGRA, 1999.

Tableau A- 7 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Québec

	Au gaz				Au charbon		
	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle simple avec cogénération	Turbine à gaz à cycle combiné	Turbine à gaz à cycle combiné avec cogénération	Charbon pulvérisé	Combustion à lit fluidisé à pression atmosphérique	Cycle combiné à gazéification intégrée
Capacité nette (MW)	110	109	252	126	s.o.	s.o.	s.o.
Coût thermique[1] (BTU/kWh)	10 261	5 309	6 856	4 912	s.o.	s.o.	s.o.
Coûts en capital[2] ($/kW)	675	867	897	965	s.o.	s.o.	s.o.
E-E fixes ($/kW/an)	9,5	9,5	9,5	9,5	s.o.	s.o.	s.o.
E-E variables[3] ($/MWh)	3,95	3,95	4,36	4,36	s.o.	s.o.	s.o.

Notes :

[1]Le coût thermique comprend un crédit pour la vente de produits autres que l'électricité dans le cas des installations de cogénération.
[2]Les coûts en capital comprennent l'intérêt durant la construction.
[3]Les coûts variables d'exploitation et d'entretien ne comprennent pas les coûts du combustible.
Source : AGRA, 1999.

Tableau A- 8 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Nouveau-Brunswick

	Au gaz				Au charbon		
	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle simple avec cogénération	Turbine à gaz à cycle combiné	Turbine à gaz à cycle combiné avec cogénération	Charbon pulvérisé	Combustion à lit fluidisé à pression atmosphérique	Cycle combiné à gazéification intégrée
Capacité nette (MW	110	110	253	127	400	150	240
Coût thermique[1] (BTU/kWh)	10 246	5 318	6 525	4 919	9 785	10 260	7 938
Coûts en capital[2] ($/kW)	626	804	858	919	2 129	2 504	2 011
E-E fixes ($/kW/an)	9,5	9,5	9,5	9,5	34,9	34,9	40,3
E-E variables[3] ($/MWh)	3,95	3,95	4,36	4,36	0,61	0,68	7,52

Notes :
[1]Le coût thermique comprend un crédit pour la vente de produits autres que l'électricité dans le cas des installations de cogénération.
[2]Les coûts en capital comprennent l'intérêt durant la construction.
[3]Les coûts variables d'exploitation et d'entretien ne comprennent pas les coûts du combustible.
Source : AGRA, 1999.

Tableau A- 9 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Nouvelle-Écosse

	Au gaz				Au charbon		
	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle simple avec cogénération	Turbine à gaz à cycle combiné	Turbine à gaz à cycle combiné avec cogénération	Charbon pulvérisé	Combustion à lit fluidisé à pression atmosphérique	Cycle combiné à gazéification intégrée
Capacité nette (MW)	110	109	253	126	400	150	240
Coût thermique[1] (BTU/kWh)	10 261	5 310	6 522	4 913	9 785	10 260	7 938
Coûts en capital[2] ($/kW)	665	854	887	951	2 182	2 514	2 026
E-E fixes ($/kW/an)	9,5	9,5	9,5	9,5	34,9	34,9	40,3
E-E variables[3] ($/MWh)	3,95	3,95	4,36	4,36	0,61	0,68	7,52

Notes :
[1]Le coût thermique comprend un crédit pour la vente de produits autres que l'électricité dans le cas des installations de cogénération.
[2]Les coûts en capital comprennent l'intérêt durant la construction.
[3]Les coûts variables d'exploitation et d'entretien ne comprennent pas les coûts du combustible.
Source : AGRA, 1999.

Tableau A- 10 Caractéristiques des nouvelles installations à combustibles fossiles ($CAN 2000) – Terre-Neuve-et-Labrador

	Au gaz				Au charbon		
	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle simple avec cogénération	Turbine à gaz à cycle combiné	Turbine à gaz à cycle combiné avec cogénération	Charbon pulvérisé	Combustion à lit fluidisé à pression atmosphérique	Cycle combiné à gazéification intégrée
Capacité nette (MW)	109	109	250	126	s.o.	s.o.	s.o.
Coût thermique[1] (BTU/kWh)	10 228	5 325	6 523	4 924	s.o.	s.o.	s.o.
Coûts en capital[2] ($/kW)	682	876	906	975	s.o.	s.o.	s.o.
E-E fixes ($/kW/an)	9,5	9,5	9,5	9,5	s.o.	s.o.	s.o.
E-E variables[3] ($/MWh)	3,95	3,95	4,36	4,36	s.o.	s.o.	s.o.

Notes :
[1]Le coût thermique comprend un crédit pour la vente de produits autres que l'électricité dans le cas des installations de cogénération.
[2]Les coûts en capital comprennent l'intérêt durant la construction.
[3]Les coûts variables d'exploitation et d'entretien ne comprennent pas les coûts du combustible.
Source : AGRA, 1999.

COÛT ET RENDEMENT DES TECHNOLOGIES EXPLOITANT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Ressources éoliennes

Le coût et le rendement des nouvelles éoliennes ont été établis à partir de plusieurs sources. Tout d'abord, le rendement éolien est basé sur la qualité du vent dans chaque province. Les données obtenues du Service de l'environnement atmosphérique d'Environnement Canada (Morris, 2002) comprennent la vitesse du vent et le profil de production à diverses stations d'observation dans chaque province. D'après la vitesse annuelle moyenne du vent, la qualité du vent à chaque station a été rangée dans une « classe de vent » spécifique, à laquelle correspond un facteur de capacité.

D'après le peu de données disponibles, les analystes ont attribué à chaque province une classe de vent, à partir des données sur les stations. Le profil de production, qui représente la production énergétique type sur une période de 24 heures dans une saison, ainsi que l'énergie disponible pendant les heures de pointe à chaque station, a été ajusté en fonction du facteur de capacité correspondant à la classe de vent attribuée. Le Tableau A- 11 montre le facteur de capacité correspondant à chaque classe de vent, (EIA, 2002). Le Tableau A- 22 indique les facteurs de capacité par province.

Tableau A- 11 Valeurs des paramètres des classes de vent en 2010

Classe	Vitesse (km/h)	Facteur de capacité (%)
4	> 19,95	34 %
5	> 21,56	38 %
6+	> 23,33	42 %

Note : Valeurs mesurées à une hauteur de 10 m
Source : EIA, 2002.

Les hypothèses relatives aux coûts, pour les nouvelles turbines éoliennes, sont basées sur l'information provenant de EIA 2002a. Toutefois, les coûts de toutes les nouvelles unités éoliennes construites par le modèle à partir de 2007 tiennent compte de la subvention de 0,010 $CAN/kWh versée dans le cadre du programme *Encouragement à la production d'énergie éolienne* (EPÉÉ) pendant les 10 premières années de la durée de vie d'un projet. En fait, le modèle réduit le coût de l'option du montant de cette aide financière.

Petites centrales hydroélectriques

Les hypothèses relatives aux coûts des petites centrales hydroélectriques ont été élaborées à l'aide de l'Atlas international des petites centrales hydroélectriques de CANMET (CANMET, 2002), qui contient les estimations du coût et du potentiel des petits sites hydroélectriques non encore mis en valeur, dans chaque province. Afin de représenter les coûts et les potentiels dans chaque province, les analystes ont distingué quatre classes de coûts (coûts très faibles, faibles, moyens et élevés), qui reflètent le coût moyen pondéré de tous les sites potentiels dans chaque classe désignée. Pour ce qui est de l'hydroélectricité, le modèle requiert une estimation de la disponibilité énergétique saisonnière. En l'absence d'un profil énergétique mensuel, nous avons utilisé un facteur de capacité saisonnier par province. Ces données sont tirées des chiffres de production et de capacité publiés par Statistique Canada (Statistique Canada, 2002) et s'appliquent aux petites centrales hydroélectriques pouvant être construites.

Le potentiel offert par les grandes centrales hydroélectriques est pris en considération dans seulement trois provinces : le Manitoba, le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador. Les analystes ont

utilisé les coûts de construction des grands barrages hydroélectriques publiés par Manitoba Hydro pour caractériser ce mode de production d'énergie.

Gaz d'enfouissement

Les données utilisées dans l'analyse au sujet du coût et du potentiel d'extraction et d'utilisation des gaz d'enfouissement sont basées sur les données collectées dans une étude préparée pour Environnement Canada, intitulée *Identification of Potential Landfill Sites for Additional Gas Recovery and Utilization in Canada* (Environnement Canada, 1999). Les analystes ont calculé un coût moyen pondéré pour chaque province, d'après les coûts déclarés d'extraction, d'utilisation et de brûlage à la torche, et d'après le potentiel de production estimé de chaque site existant. On a retranché aux coûts déclarés d'exploitation et d'entretien le chiffre présumé de 0,01 $/MWh, utilisé dans EIA, 2002, ce qui donne la partie fixe des coûts d'exploitation et d'entretien. Nous avons également postulé un coût thermique de 13 648 Btu/kWh, basé sur les hypothèses formulées dans EIA, 2002a.

Tableau A- 12 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Colombie-Britannique

	Éolien	Éolien, après subvention	Biomasse	Petites centrales hydro-électriques (très faibles)	Petites centrales hydro-électriques (faibles)	Petites centrales hydro-électriques (moyens)	Petites centrales hydro-électriques (élevés)	Grandes centrales hydro-électriques	Gaz d'enfouissement[1]
Coût thermique (BTU/kWh)	s.o.	s.o.	8 654	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	13 648
Coûts en capital ($/kW)	1 585	1 313	2 071	1 282	1 777	2 491	4 961	s.o.	1 492
E-E fixes ($/kW/an)	39,6	39,6	79,1	19,2	26,7	37,4	74,4	s.o.	182,4
E-E variables ($/MWh)	s.o.	s.o.	12,71	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,02

Notes :
[1]Les coûts des gaz d'enfouissement comprennent les coûts de torchage et d'utilisation.
Sources :
Petites centrales hydroélectriques : CANMET, 2002.
Coûts des éoliennes : AIE, 2002.
Coûts de la biomasse : SCF, 1999.
Coûts des gaz d'enfouissement : EC, 1999.
Coût thermique : AIE, 2002.

Tableau A- 13 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Alberta

	Éolien	Éolien après subvention	Biomasse	Petites centrales hydro-électriques (très faibles)	Petites centrales hydro-électriques (faibles)	Petites centrales hydro-électriques (moyens)	Petites centrales hydro-électriques (élevés)	Grandes centrales hydro-électriques	Gaz d'enfouissement[1]
Coût thermique (BTU/kWh)	s.o.	s.o.	8 654	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	13 648
Coûts en capital ($/kW)	1 621	1 388	1 630	2 947	3 256	3 894	5 883	s.o.	2 027
E-E fixes ($/kW/an)	39,6	39,6	65,5	44,2	48,8	58,4	88,2	s.o.	151,1
E-E variables ($/MWh)	s.o.	s.o.	12,46	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,02

Notes :
[1]Les coûts des gaz d'enfouissement comprennent les coûts de torchage et d'utilisation.
Sources :
Petites centrales hydroélectriques : CANMET, 2002.
Coûts des éoliennes : AIE, 2002.
Coûts de la biomasse : SCF, 1999.
Coûts des gaz d'enfouissement : EC, 1999.
Coût thermique : AIE, 2002.

Tableau A- 14 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Saskatchewan

	Éolien	Éolien après subvention	Biomasse	Petites centrales hydro-électriques (très faibles)	Petites centrales hydro-électriques (faibles)	Petites centrales hydro-électriques (moyens)	Petites centrales hydro-électriques (élevés)	Grandes centrales hydro-électriques	Gaz d'enfouissement[1]
Coût thermique (BTU/kWh)	s.o.	s.o.	8 654	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	13 648
Coûts en capital ($/kW)	1 584	1 364	1 319	4 930	s.o.	6 757	s.o.	s.o.	2 402
E-E fixes ($/kW/an)	39,6	39,6	51,0	73,9	s.o.	101,4	s.o.	s.o.	188,1
E-E variables ($/MWh)	s.o.	s.o.	16,06	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,02

Notes :
[1]Les coûts des gaz d'enfouissement comprennent les coûts de torchage et d'utilisation.
Sources :
Petites centrales hydroélectriques : CANMET, 2002.
Coûts des éoliennes : AIE, 2002.
Coûts de la biomasse : SCF, 1999.
Coûts des gaz d'enfouissement : EC, 1999.
Coût thermique : AIE, 2002.

Tableau A- 15 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Manitoba

	Éolien	Éolien après subvention	Biomasse	Petites centrales hydro-électriques (très faibles)	Petites centrales hydro-électriques (faibles)	Petites centrales hydro-électriques (moyens)	Petites centrales hydro-électriques (élevés)	Grandes centrales hydro-électriques	Gaz d'enfouissement[1]
Coût thermique (BTU/kWh)	s.o.	s.o.	8 654	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	13 648
Coûts en capital ($/kW)	1 578	1 352	2 044	3 364	4 036	4 629	5 285		1 849
E-E fixes ($/kW/an)	39,6	39,6	79,0	50,5	60,5	69,4	79,3	22,0	174,6
E-E variables ($/MWh)	s.o.	s.o.	24,89	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,02

Notes :
[1]Les coûts des gaz d'enfouissement comprennent les coûts de torchage et d'utilisation.
Sources :
Petites centrales hydroélectriques : CANMET, 2002.
Coûts des éoliennes : AIE, 2002.
Coûts de la biomasse : SCF, 1999.
Coûts des gaz d'enfouissement : EC, 1999.
Coût thermique : AIE, 2002.

Tableau A- 16 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Ontario

	Éolien	Éolien après subvention	Biomasse	Petites centrales hydro-électriques (très faibles)	Petites centrales hydro-électriques (faibles)	Petites centrales hydro-électriques (moyens)	Petites centrales hydro-électriques (élevés)	Grandes centrales hydro-électriques	Gaz d'enfouissement[1]
Coût thermique (BTU/kWh)	s.o.	s.o.	8 654	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	13 648
Coûts en capital ($/kW)	1 621	1 388	2 637	1 562	2 268	2 748	3 230	s.o.	1 900
E-E fixes ($/kW/an)	39,6	39,6	24,9	23,4	34,0	41,2	48,5	s.o.	204,1
E-E variables ($/MWh)	s.o.	s.o.	16,03	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,02

Notes :
[1]Les coûts des gaz d'enfouissement comprennent les coûts de torchage et d'utilisation.
Sources :
Petites centrales hydroélectriques : CANMET, 2002.
Coûts des éoliennes : AIE, 2002.
Coûts de la biomasse : SCF, 1999.
Coûts des gaz d'enfouissement : EC, 1999.
Coût thermique : AIE, 2002.

Tableau A- 17 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Québec

	Éolien	Éolien après subvention	Biomasse	Petites centrales hydro-électriques (très faibles)	Petites centrales hydro-électriques (faibles)	Petites centrales hydro-électriques (moyens)	Petites centrales hydro-électriques (élevés)	Grandes centrales hydro-électriques	Gaz d'enfouissement[1]
Coût thermique (BTU/kWh)	s.o.	s.o.	8 654	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	13 648
Coûts en capital ($/kW)	1 585	1 313	527	2 059	2 769	3 494	4 718		1 861
E-E fixes ($/kW/an)	39,6	39,6	13,2	30,9	41,5	52,4	70,8	22,0	286,9
E-E variables ($/MWh)	s.o.	s.o.	22,31	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,02

Note :
Notes :
[1]Les coûts des gaz d'enfouissement comprennent les coûts de torchage et d'utilisation.
Sources :
Petites centrales hydroélectriques : CANMET, 2002.
Coûts des éoliennes : AIE, 2002.
Coûts de la biomasse : SCF, 1999.
Coûts des gaz d'enfouissement : EC, 1999.
Coût thermique : AIE, 2002.

Tableau A- 18 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Nouveau-Brunswick

	Éolien	Éolien après subvention	Biomasse	Petites centrales hydro-électriques (très faibles)	Petites centrales hydro-électriques (faibles)	Petites centrales hydro-électriques (moyens)	Petites centrales hydro-électriques (élevés)	Grandes centrales hydro-électriques	Gaz d'enfouissement[1]
Coût thermique (BTU/kWh)	s.o.	s.o.	8 654	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	13 648
Coûts en capital ($/kW)	1 585	1 364	1 870	2 899	3 751	4 780	6 098	s.o.	3 005
E-E fixes ($/kW/an)	39,6	39,6	58,2	43,5	56,3	71,7	91,5	s.o.	217,4
E-E variables ($/MWh)	s.o.	s.o.	13,96	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,02

Notes :
[1]Les coûts des gaz d'enfouissement comprennent les coûts de torchage et d'utilisation.
Sources :
Petites centrales hydroélectriques : CANMET, 2002.
Coûts des éoliennes : AIE, 2002.
Coûts de la biomasse : SCF, 1999.
Coûts des gaz d'enfouissement : EC, 1999.
Coût thermique : AIE, 2002.

Tableau A- 19 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Nouvelle-Écosse

	Éolien	Éolien après subvention	Biomasse	Petites centrales hydro-électriques (très faibles)	Petites centrales hydro-électriques (faibles)	Petites centrales hydro-électriques (moyens)	Petites centrales hydro-électriques (élevés)	Grandes centrales hydro-électriques	Gaz d'enfouissement[1]
Coût thermique (BTU/kWh)	s.o.	s.o.	8 654	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	13 648
Coûts en capital ($/kW)	1 587	1 317	1 870	2 422	3 715	3 751	4 783	s.o.	1 710
E-E fixes ($/kW/an)	39,6	39,6	58,2	36,3	55,7	56,1	71,7	s.o.	145,9
E-E variables ($/MWh)	s.o.	s.o.	13,96	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,02

Notes :
[1]Les coûts des gaz d'enfouissement comprennent les coûts de torchage et d'utilisation.
Sources :
Petites centrales hydroélectriques : CANMET, 2002.
Coûts des éoliennes : AIE, 2002.
Coûts de la biomasse : SCF, 1999.
Coûts des gaz d'enfouissement : EC, 1999.
Coût thermique : AIE, 2002.

Tableau A- 20 Caractéristiques des nouvelles installations à énergie renouvelable ($CAN 2000) – Terre-Neuve-et-Labrador

	Éolien	Éolien après subvention	Biomasse	Petites centrales hydro-électriques (très faibles)	Petites centrales hydro-électriques (faibles)	Petites centrales hydro-électriques (moyens)	Petites centrales hydro-électriques (élevés)	Grandes centrales hydro-électriques	Gaz d'enfouissement[1]
Coût thermique (BTU/kWh)	s.o.	s.o.	8 654	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	13 648
Coûts en capital ($/kW)	1 594	1 332	1 870	1 758	2 518	3 227	4 233		2 515
E-E fixes ($/kW/an)	39,6	39,6	58,2	26,4	37,8	48,4	63,5	22,0	194,8
E-E variables ($/MWh)	s.o.	s.o.	13,96	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	0,02

Notes :
[1]Les coûts des gaz d'enfouissement comprennent les coûts de torchage et d'utilisation.
Sources :
Petites centrales hydroélectriques : CANMET, 2002.
Coûts des éoliennes : AIE, 2002.
Coûts de la biomasse : SCF, 1999.
Coûts des gaz d'enfouissement : EC, 1999.
Coût thermique : AIE, 2002.

Tableau A- 21 Estimation du potentiel en énergies renouvelables, par province (MW)

	Éolien	Biomasse	Petites centrales hydro-électriques (très faibles)	Petites centrales hydro-électriques (faibles)	Petites centrales hydro-électriques (moyens)	Petites centrales hydro-électriques (élevés)	Grandes centrales hydro-électriques	Gaz d'enfouissement
Colombie-Britannique	3 257	483	0	286	290	286	s.o.	59
Alberta	2 509	157	19	39	48	32	s.o.	46
Saskatchewan	826	15	12	s.o.	13	s.o.	s.o.	4
Manitoba	1 027	6	14	101	117	100	3 187	20
Ontario	8 236	90	0	58	59	54	s.o.	153
Québec	9 777	457	19	347	363	353	2 815	50
Nouveau-Brunswick	785	34	0	186	180	174	s.o.	3
Nouvelle-Écosse	574	17	1	54	55	54	s.o.	5
Terre-Neuve-et-Labrador	661	4	18	370	387	393	3 200	7

Sources : Rangi, 1992.
CANMET, 2002.
EC, 1999.

Tableau A- 22 Facteurs de capacité

Province	Facteur de capacité (%)
Colombie-Britannique	0,42
Alberta	0,42
Saskatchewan	0,34
Manitoba	0,34
Ontario	0,42
Québec	0,42
Nouveau-Brunswick	0,34
Nouvelle-Écosse	0,42
Terre-Neuve-et-Labrador	0,42

Source : Morris, 2002.
Walmsley et Morris, 1992.
EIA, 2002b.

Technologie de réduction des émissions

En raison de la prise en compte de la réglementation ontarienne sur le NO_x et le SO_2, le modèle suppose que des technologies de réduction des émissions sont disponibles pour les centrales ontariennes. Celles que l'on a retenues dans le modèle ont été choisies d'après les technologies éprouvées et commercialement disponibles.

Technologies de réduction du dioxyde de soufre

Deux types de technologies de réduction du SO_2 ont été inclus dans le modèle pour la réduction des émissions produites par les centrales à charbon : l'oxydation forcée au calcaire (LSFO – *Limestone Forced Oxidation*) et le traitement à la chaux bonifiée au magnésium (MEL – *Magnesium Enhanced Lime*). La technologie LSFO est une méthode de lavage au moyen de liquides, qui peut être utilisée par les installations à charbon produisant plus de 100 MW et brûlant des charbons bitumineux dont la teneur en soufre est de 2 p. 100 et plus. La technique MEL est également une méthode de lavage au moyen de liquides qui peut être mise en œuvre dans les centrales à charbon ayant une capacité supérieure à 100 MW. Toutefois, à la différence du procédé LSFO, la technique MEL est utilisable dans les unités qui brûlent des charbons bitumineux et subbitumineux ou du lignite dont la teneur en soufre est inférieure à 2,5 p. 100[33]. Le rendement de chaque méthode estsemblable. La technique LSFO est censée réduire les émissions de SO_2 de 95 p. 100, et la technique MEL, de 96 p. 100.

Réductions des émissions de NO_x après combustion

Pour réduire les émissions de NO_x, deux méthodes s'offrent aux centrales qui fonctionnent au charbon et au mazout/gaz : la réduction catalytique sélective (SCR – *Selective Catalytic Reduction*) et la réduction non catalytique sélective (SNCR – *Selective Non-Catalytic Reduction*). La technique SCR peut être utilisée par les centrales à charbon qui ont une capacité de 100 MW et plus, et par toutes les centrales à mazout/gaz. On suppose qu'elle permet de réduire de 90 p. 100 les émissions de NO_x dans une centrale à charbon, jusqu'à une limite de 0,02 kg/MBtu, et de 80 p. 100 dans les centrales à mazout/gaz. Quant à la technique SNCR, elle permet théoriquement de réduire de 35 p. 100 les émissions dans les centrales à charbon, et de 50 p. 100 dans les centrales à mazout/gaz.

Hypothèses relatives à la marge de réserve

La marge de réserve représente la capacité de production d'un système en sus des besoins de la charge de pointe. Elle est exprimée en pourcentage. Les régions qui font partie du North America Electric Reliability Council (NERC) visent habituellement une marge de réserve calculée pour encourager les fournisseurs d'électricité à se doter d'une capacité en sus de la charge de pointe, afin de répondre à la demande garantie.

Dans IPM®, ces marges de réserve représentent les normes de demande garantie. Elles ont été publiées par le NERC (NERC, 2001d) et par le Western Systems Coordinating Council (WSCC, 2002). Les marges de réserve sont indiquées au Tableau A-23.

[33] EPA, 2002b.

Tableau A- 23 Hypothèses relatives à la mage de réserve

Région	Marge de réserve
Alberta	20 %
Colombie-Britannique	14 %
Manitoba	12 %
Nouveau-Brunswick	15 %
Terre-Neuve-et-Labrador	20 %
Nouvelle-Écosse	20 %
Ontario	14 %
Québec	12 %
Saskatchewan	14 %

Prix du combustible

Pour déterminer l'expansion et la distribution optimales de la capacité, le modèle IPM® tient compte des prix actuels et prévus du combustible. Étant donné le peu d'information publique disponible sur le coût et la qualité des combustibles consommés par les centrales au Canada et le manque d'uniformité entre les données disponibles, ICF a élaboré des prévisions des prix du charbon en s'appuyant sur plusieurs sources. Les prix du charbon à l'entrée de la mine, en Alberta et en Saskatchewan, sont basés sur des données fournies dans le document de Statistique Canada intitulé *Production, transport et distribution d'électricité*, 1999. Les autres prévisions des prix du charbon sont basées sur des prévisions des prix du charbon à l'entrée de la mine établies par ICF. À chaque installation brûlant du charbon produit aux États-Unis, on a attribué un prix de transport qui donne un prix du charbon à la livraison conforme aux prix provinciaux communiqués par Ressources naturelles Canada. Le Tableau A- 24 illustre les prévisions des prix du charbon à la livraison en 2010.

Tableau A- 24 Prix moyen pondéré du charbon en 2010

Province	Prix du charbon à la livraison en 2010 ($CAN/GJ)
Alb.	0,48
Man.	1,16
N.-B.	1,71
N.-É.	2,55
Ont.	1,41
Sask.	0,72

Note : Les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens de 2000.

Aucune prévision cohérente et satisfaisante des prix du gaz naturel n'étant publiée, ICF a élaboré des prévisions du prix du gaz au moyen du North American Natural Gas Analysis System (NANGAS). Il s'agit d'un modèle ascendant d'optimisation des marchés nord-américains du gaz naturel, qui modélise les décisions de production concernant plus de 17 000 réservoirs aux États-Unis et prévoit le prix d'équilibre et l'offre d'après la demande, les coûts d'exploration et de production ainsi que d'autres variables clés. Aux fins de la présente étude, ICF a utilisé les prix du gaz naturel à la tête du puits tirés de ses plus récentes prévisions pour établir des estimations régionales des prix du gaz naturel à la livraison, comme l'illustre le Tableau A- 25.

Tableau A- 25 Prix du gaz naturel à la livraison dans le scénario de référence

Province	Prix du gaz naturel en 2010 ($CAN/GJ)	Prix du gaz naturel en 2015 ($CAN/GJ)
Alb.	4,71	3,87
C.-B.	4,64	3,81
Sask.	4,88	4,02
Man.	5,16	4,29
Ont.	5,36	4,70
Qc	6,46	5,52
N.-B.	3,97	3,29
N.-É.	3,97	3,29
T.-N.-L.	3,97	3,29

Source : Prévisions d'ICF
Note : Les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens de 2000.

Analyse financière

Le modèle IPM® utilise une méthode de l'actualisation des flux de trésorerie pour rendre compte des investissements dans la capacité et d'autres investissements dans le temps, et tenir compte de l'évolution de la valeur de l'argent dans le temps. Un terme clé de l'équation qu'il utilise pour prévoir les décisions d'investissement est le taux d'intérêt sur le capital, qui permet de convertir le coût net d'un investissement (p. ex. dans une nouvelle centrale) en paiements annualisés. Il tient compte de la nécessité de recouvrer intégralement les coûts de l'investissement initial tout en assurant aux actionnaires et aux créanciers un rendement suffisant de l'investissement. Il considère explicitement les variables suivantes :

- la structure du capital;
- le ratio d'endettement avant impôt (ou coût de l'intérêt);
- la durée des emprunts;
- le rendement de l'avoir propre après impôt;
- les autres coûts, comme l'impôt foncier et l'assurance;
- l'impôt sur le revenu des sociétés (États et administration fédérale);
- le plan d'amortissement;
- la durée comptable.

Aux fins de l'analyse, ICF a établi des taux d'intérêt sur le capital par province, en se basant sur la structure de marché de chacune pour chaque nouvelle option de capacité, afin de tenir compte des différents profils de risque et plans de financement. Dans l'analyse, les taux d'intérêt sur le capital tenaient compte, par exemple, du fait que les investissements dans des marchés réglementés comme ceux du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et de la Saskatchewan peuvent se caractériser par un levier financier accru en raison des programmes d'aide aux investisseurs. Le ratio d'endettement reflète également le profil de risque du projet d'investissement. Les projets de construction de turbines à combustion et d'installations à énergies renouvelables, par exemple, représentent un risque plus élevé qu'un projet d'investissement dans une nouvelle installation à cycle combiné, car on s'attend à un facteur d'utilisation de la capacité plus faible. Par conséquent, un investissement plus risqué utiliserait davantage le financement par actions que le financement par emprunts, de sorte que l'on s'attendrait à des taux de rendement plus élevés. Ces charges plus lourdes se traduisent dans le modèle IPM® par des taux d'intérêt sur le capital plus élevés. Dans la mesure du possible, les ratios d'endettement présumés dans cette étude sont basés sur les ratios utilisés par les services publics provinciaux.

APPENDICE B HYPOTHÈSES ET MÉTHODOLOGIE DE CALCUL UTILISÉES DANS LES SCÉNARIOS DE LA PHASE 1

Page laissée intentionnellement en blanc.

Tableau B - 1 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P1 incrémental en 2010 (taux de pénétration de 0,5 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2010	181 586	164 164	65 093	53 716	530 996	325 014	39 406	41 242	22 646	**1 431 040**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment deréférence)										
Charbon	0 %	79 %	78 %	2 %	25 %	0 %	19 %	85 %	0 %	
GN – Turbine	2 %	16 %	13 %	0 %	3 %	0 %	13 %	11 %	0 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	39 %	0 %	0 %	
Hydro	96 %	0 %	8 %	98 %	9 %	93 %	0 %	0 %	100 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	61 %	3 %	27 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	4 %	1 %	0 %	2 %	4 %	2 %	4 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	130 350	50 685	1 235	131 126	-	7 514	35 190	-	**356 099**
GN – Turbine	3 511	26 964	8 265	-	16 298	-	4 976	4 421	-	**64 435**
Mazout	-	106	-	-	1 225	-	15 491	-	-	**16 823**
Hydro	174 242	411	5 511	52 481	46 207	302 645	-	104	22 646	**604 248**
Nucléaire	-	-	-	-	326 001	10 016	10 693	-	-	**346 711**
Autre	3 833	6 334	631	-	10 139	12 352	731	1 527	-	**35 549**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	147 816	57 477	1 400	148 697	-	8 521	39 906	-	**403 817**
GN – Turbine	1 740	13 363	4 096	-	8 077	-	2 466	2 191	-	**31 934**
Mazout	-	110	-	-	1 272	-	16 087	-	-	**17 469**
Hydro	4 940	12	156	1 488	1 310	8 580	-	3	642	**17 130**
Nucléaire	-	-	-	-	4 792	147	157	-	-	**5 097**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
ÉMISSIONS TOTALES	**6 680**	**161 302**	**61 729**	**2 888**	**164 148**	**8 727**	**27 231**	**42 100**	**642**	**475 447**

Tableau B - 2 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,134
GN – Turbine	0,4956
Mazout	1,0385
Hydro	0,02835
Nucléaire	0,0147
Autre	0

ICF CONSULTING

Tableau B - 3 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P1 incrémental en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
2010	323,3	292,3	115,9	95,6	945,5	578,7	70,2	73,4	40,3	**2 535,4**
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[34] (t éq CO_2)										
2010	**80 965**	**73 197**	**29 023**	**23 951**	**236 758**	**144 916**	**17 570**	**18 389**	**10 098**	**634 867**

Tableau B - 4 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P1 incrémental en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2010	**-74 285**	**88 105**	**32 706**	**-21 063**	**-72 610**	**-136 188**	**9 661**	**23 711**	**-9 455**	**-159 420**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

[34] Facteur d'émissions publié par RNCan = 250,4 t éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau B - 5 Coûts – Scénario P1 incrémental en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2010	41,83 $	49,99 $	39,71 $	30,13 $	41,90 $	35,88 $	34,39 $	34,47 $	30,94 $	**37,70 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2010	7 596 565 $	8 206 173 $	2 584 895 $	1 618 574 $	22 246 876 $	11 662 297 $	1 355 345 $	1 421 705 $	700 636 $	**57 393 066 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	1,964	2,34 $	1,86 $	1,41 $	1,96 $	1,68 $	1,61 $	1,61 $	1,45 $	**1,76 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,023 $	0,028 $	0,022 $	0,017 $	0,024 $	0,020 $	0,019 $	0,019 $	0,017 $	**0,021 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,29 $	0,35 $	0,28 $	0,21 $	0,29 $	0,25 $	0,24 $	0,24 $	0,21 $	**0,26 $**

Tableau B - 6 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P1 incrémental en 2020 (taux de pénétration de 6 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2020	1 859 390	1 680 997	666 530	550 038	5 437 248	3 328 045	403 505	422 310	231 893	**14 653 440**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	57 %	57 %	2 %	18 %	0 %	16 %	77 %	0 %	
GN – Turbine	12 %	40 %	37 %	0 %	32 %	9 %	20 %	19 %	9 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	38 %	0 %	0 %	
Hydro	86 %	0 %	5 %	98 %	6 %	85 %	2 %	1 %	91 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	43 %	3 %	22 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	3 %	1 %	0 %	1 %	3 %	2 %	3 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	963 433	381 135	12 343	975 155	-	63 350	323 495	-	**2 718 911**
GN – Turbine	219 635	669 453	247 316	-	1 716 675	294 451	81 609	81 093	20 156	**3 330 388**
Mazout	-	30	-	-	18 077	-	155 310	-	-	**173 417**
Hydro	1 595 123	-	33 256	536 730	337 655	2 829 237	6 913	4 787	211 738	**5 555 438**
Nucléaire	-	-	-	-	2 317 527	91 484	90 156	-	-	**2 499 167**
Autre	44 632	48 081	4 823	965	72 159	112 873	6 167	12 935	-	**302 636**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	1 076 347	425 804	13 790	1 089 443	-	70 775	361 409	-	**3 037 567**
GN – Turbine	108 621	331 078	122 310	-	848 982	145 621	40 360	40 104	9 968	**1 647 043**
Mazout	-	30	-	-	18 412	-	158 183	-	-	**176 625**
Hydro	45 222	-	943	15 216	9 573	80 209	196	136	6 003	**157 497**
Nucléaire	-	-	-	-	31 634	1 249	1 231	-	-	**34 114**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**153 842**	**1 407 456**	**549 057**	**29 006**	**1 998 044**	**227 078**	**270 744**	**401 649**	**15 971**	**5 052 846**

Tableau B - 7 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,1172
GN – Turbine	0,49455
Mazout	1,0185
Hydro	0,02835
Nucléaire	0,01365
Autre	0

Tableau B - 8 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P1 incrémental en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
2020	3 973,1	3 591,9	1 424,2	1 175,3	11 618,1	7 111,2	862,2	902,4	495,5	31 153,8
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[35] (t éq CO_2)										
2020	786 709	711 231	282 009	232 721	2 300 504	1 408 099	170 723	178 680	98 114	6 168 791,3

Tableau B - 9 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P1 incrémental en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2020	-632 867	696 224	267 047	-203 715	-302 460	-1 181 020	100 021	222 969	-82 144	-1 115 945

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

Tableau B - 10 Coûts – Scénario P1 incrémental en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										Moyenne
2020	39,68 $	42,16 $	36,29 $	33,37 $	45,28 $	39,40 $	35,57 $	36,44 $	34,35 $	38,05 $
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										Total
2020	73 780 592 $	70 870 851 $	24 185 381 $	18 355 585 $	246 174 103 $	131 128 312 $	14 353 672 $	15 389 172 $	7 965 073 $	602 202 740 $
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										Moyenne
2020	1,86 $	1,97 $	1,70 $	1,56 $	2,12 $	1,84 $	1,66 $	1,71 $	1,61 $	1,78 $
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										Moyenne
2020	0,019 $	0,020 $	0,017 $	0,016 $	0,021 $	0,018 $	0,017 $	0,017 $	0,016 $	0,018 $
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										Moyenne
2020	0,29 $	0,30 $	0,26 $	0,24 $	0,33 $	0,28 $	0,26 $	0,26 $	0,25 $	0,27 $

[35] Facteur d'émissions publié par RNCan = 198,0 t éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau B - 11 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P1 accéléré en 2010 (taux de pénétration de 1,8 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2010	653 710	590 992	234 334	193 378	1 911 586	1 170 049	141 861	148 472	81 527	**5 151 744**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	78 %	78 %	2 %	25 %	0 %	19 %	85 %	0 %	
GN – Turbine	2 %	18 %	13 %	0 %	3 %	0 %	12 %	11 %	0 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	41 %	0 %	0 %	
Hydro	96 %	0 %	8 %	98 %	9 %	93 %	0 %	0 %	100 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	61 %	3 %	27 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	4 %	1 %	0 %	2 %	4 %	2 %	4 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	460 306	181 887	4 377	475 835	-	26 723	126 047	-	**1 275 175**
GN – Turbine	12 360	106 996	30 470	-	65 805	-	16 930	16 745	-	**249 305**
Mazout	-	375	-	-	3 991	-	57 576	-	-	**61 942**
Hydro	627 987	821	19 703	189 001	171 207	1 090 007	-	264	81 527	**2 180 516**
Nucléaire	-	-	-	-	1 158 700	35 839	38 031	-	-	**1 232 570**
Autre	13 364	22 494	2 274	-	36 048	44 203	2 602	5 416	-	**126 402**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	521 987	206 260	4 964	539 596	-	30 304	142 937	-	**1 446 048**
GN – Turbine	6 125	53 027	15 101	-	32 613	-	8 390	8 299	-	**123 555**
Mazout	-	389	-	-	4 145	-	59 790	-	-	**64 324**
Hydro	17 803	23	559	5 358	4 854	30 902	-	7	2 311	**61 818**
Nucléaire	-	-	-	-	17 033	527	559	-	-	**18 119**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**23 929**	**575 427**	**221 919**	**10 322**	**598 241**	**31 429**	**99 043**	**151 244**	**2 311**	**1 713 864**

Tableau B - 12 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,134
GN – Turbine	0,4956
Mazout	1,0385
Hydro	0,02835
Nucléaire	0,0147
Autre	0

Tableau B - 13 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P1 accéléré en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
2010	1 164,0	1 052,3	417,3	344,3	3 403,8	2 083,4	252,6	264,4	145,2	9 127,3
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[36] (t éq CO_2)										
2010	291 474	263 509	104 484	86 223	852 330	521 697	63 252	66 200	36 351	2 285 519,9

Tableau B - 14 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P1 accéléré en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2010	**-267 545**	**311 918**	**117 435**	**-75 901**	**-254 090**	**-490 268**	**35 791**	**85 043**	**-34 040**	**-571 656**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

[36] Facteur d'émissions publié par RNCan = 250,4 t éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau B - 15 Coûts – Scénario P1 accéléré en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2010	41,83 $	49,99 $	40,58 $	30,26 $	41,91 $	35,88 $	34,57 $	34,86 $	30,94 $	**37,87 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2010	27 347 633 $	29 542 221 $	9 509 022 $	5 850 847 $	80 118 383 $	41 984 270 $	4 903 429 $	5 175 672 $	2 522 291 $	**206 953 767 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	1,96 $	2,34 $	1,90 $	1,42 $	1,96 $	1,68 $	1,62 $	1,63 $	1,45 $	**1,77 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,023 $	0,028 $	0,023 $	0,017 $	0,024 $	0,020 $	0,019 $	0,020 $	0,017 $	**0,021 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,29 $	0,35 $	0,28 $	0,21 $	0,29 $	0,25 $	0,24 $	0,24 $	0,21 $	**0,26 $**

Tableau B - 16 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P1 accéléré en 2020 (taux de pénétration de 11,5 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2020	3 563 831	3 221 912	1 277 516	1 054 239	10 421 391	6 378 753	773 384	809 427	444 462	**28 085 760**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	56 %	54 %	2 %	18 %	0 %	16 %	75 %	0 %	
GN – Turbine	11 %	41 %	40 %	0 %	32 %	10 %	20 %	21 %	17 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	40 %	0 %	0 %	
Hydro	87 %	0 %	5 %	98 %	8 %	84 %	0 %	1 %	83 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	41 %	3 %	22 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	3 %	1 %	0 %	1 %	3 %	2 %	3 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	1 802 811	689 058	23 844	1 856 725	-	121 474	606 614	-	**5 100 526**
GN – Turbine	395 793	1 322 042	516 647	-	3 284 610	620 603	155 766	167 820	75 175	**6 538 456**
Mazout	-	-	-	-	35 042	-	307 721	-	-	**342 763**
Hydro	3 083 312	743	62 815	1 028 615	785 942	5 380 166	3 722	10 042	369 287	**10 724 644**
Nucléaire	-	-	-	-	4 324 218	169 128	172 875	-	-	**4 666 220**
Autre	84 726	96 315	8 996	1 780	134 855	208 857	11 826	24 950	-	**572 305**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	2 014 101	769 815	26 639	2 074 333	-	135 710	677 710	-	**5 698 307**
GN – Turbine	195 739	653 816	255 508	-	1 624 404	306 919	77 034	82 995	37 178	**3 233 594**
Mazout	-	-	-	-	35 690	-	313 414	-	-	**349 104**
Hydro	87 412	21	1 781	29 161	22 281	152 528	106	285	10 469	**304 044**
Nucléaire	-	-	-	-	59 026	2 309	2 360	-	-	**63 694**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**283 151**	**2 667 938**	**1 027 104**	**55 800**	**3 815 734**	**481 756**	**528 624**	**760 990**	**47 647**	**9 648 743**

Tableau B - 17 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,1172
GN – Turbine	0,49455
Mazout	1,0185
Hydro	0,02835
Nucléaire	0,01365
Autre	0

Tableau B - 18 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P1 accéléré en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
2020	7 615,0	6 884,4	2 729,7	2 252,6	22 267,9	13 629,8	1 652,5	1 729,5	949,7	**59 711,4**
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[37] (t éq CO_2)										
2020	**1 507 860**	**1 363 194**	**540 518**	**446 049**	**4 409 299**	**2 698 856**	**327 219**	**342 469**	**188 052**	**11 823 516,7**

Tableau B - 19 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P1 accéléré en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2020	**-1 224 709**	**1 304 744**	**486 586**	**-390 250**	**-593 565**	**-2 237 100**	**201 405**	**418 521**	**-140 405**	**-2 174 774**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

[37] Facteur d'émissions publié par RNCan = 198,0 t éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau B - 20 Coûts – Scénario P1 accéléré en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2020	40,16 $	42,55 $	36,61 $	33,79 $	47,46 $	39,34 $	35,71 $	38,13 $	34,29 $	**38,67 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2020	143 125 222 $	137 084 288 $	46 771 145 $	35 622 738 $	494 609 647 $	250 933 782 $	27 619 092 $	30 863 439 $	15 238 832 $	**1 181 868 185 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	1,88 $	1,99 $	1,71 $	1,58 $	2,22 $	1,84 $	1,67 $	1,78 $	1,60 $	**1,81 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,019 $	0,020 $	0,017 $	0,016 $	0,022 $	0,018 $	0,017 $	0,018 $	0,016 $	**0,018 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,29 $	0,31 $	0,26 $	0,24 $	0,34 $	0,28 $	0,26 $	0,27 $	0,25 $	**0,28 $**

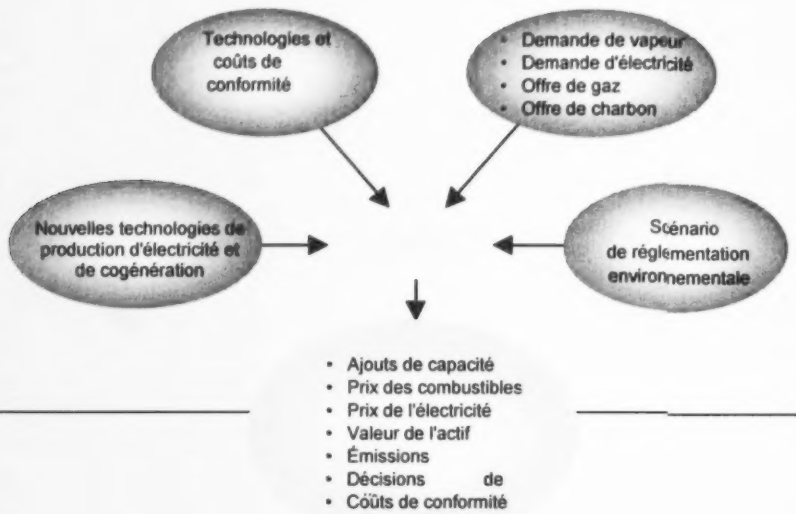
APPENDICE C Description détaillée du modèle IPM®

Page laissée intentionnellement en blanc.

Le **Modèle de planification intégrée (IPM®)** marque l'aboutissement des 25 ans d'expérience d'ICF Consulting. Il aide des clients du secteur privé et du secteur public à évaluer la dynamique complexe des marchés de l'électricité, des combustibles et de l'environnement. Il s'agit d'un modèle détaillé d'établissement des coûts de production et d'accroissement de la capacité, basé sur des paramètres techniques et économiques, qui sert à représenter le secteur de l'électricité et d'autres secteurs industriels. Il s'appuie sur une vaste base de données qui couvre toutes les centrales du pays. IPM® est un modèle multirégions qui propose des plans d'expansion de la capacité au moindre coût, des modes d'exploitation crédibles des centrales ainsi que des prévisions des prix de l'électricité, en s'appuyant dans tous les cas sur les principes fondamentaux qui régissent le marché de l'électricité. Il tient compte explicitement des marchés du gaz, du pétrole et du charbon, des caractéristiques des centrales sur le plan des coûts et du rendement, des contraintes environnementales et d'autres paramètres fondamentaux du marché de l'électricité.

Contrairement à des modèles purement économétriques, le modèle IPM® rend compte des interactions des contraintes réelles et simule les marchés de l'électricité en se basant sur des variables économiques fondamentales, plutôt que sur les tendances dégagées des données historiques. Il peut simuler très facilement des phénomènes complexes, comme des progrès technologiques, des annonces de réglementation imprévues et des variations du profil de risque des investissements, ce qui est presque impossible à réaliser avec des données historiques. Par exemple, au moment où la phase 1 du programme d'échanges de SO_2 de l'EPA américaine s'est amorcée en 1995, ICF a prévu avec justesse, grâce au modèle IPM®, que les prix des permis d'émissions de CO_2 atteindraient un sommet de 200 $/t. Or, à la fin de 1998, ces prix ont effectivement culminé à 200 $/t. En s'appuyant sur les résultats d'une analyse IPM®, ICF a annoncé en 1995 les hausses de prix de l'énergie qui allaient se produire sur les marchés du Midwest des États-Unis en 1998. Le modèle a également été appliqué au système d'échanges de permis d'émissions de NO_x et de SO_2 en vigueur en Ontario et, plus récemment, à la Stratégie fédérale de réduction des émissions de plusieurs polluants. En raison de la complexité de la structure des marchés actuels de l'énergie, des prévisions fondées uniquement sur des données historiques ne suffisent pas. IPM® est particulièrement efficace, car il établit l'équilibre entre l'offre et la demande en tenant compte des interactions complexes avec les marchés des combustibles, les marchés de la capacité, les marchés des permis et le commerce interrégional. La figure C-1 illustre les principaux éléments du modèle.

Figure C-1 Structure du modèle IPM®



ICF CONSULTING

Le modèle IPM® d'ICF Consulting utilise un cadre de programmation linéaire dynamique pour représenter diverses régions du marché nord-américain de l'électricité. Ces régions correspondent dans la plupart des cas aux régions et sous-régions utilisées par le North American Electric Reliability Council (NERC), et le degré de détail dépend de l'analyse effectuée. IPM® modélise la demande, la production et le transport de l'électricité dans chacune des régions, ainsi que le réseau de transport interrégional. La représentation régionale est souple et adaptée aux exigences de chaque projet.

Plusieurs facteurs sont pris en compte dans le choix de la stratégie de planification et de limitation des coûts. Voici les principaux :

Les **choix d'investissement** sont faits parmi un large éventail d'options déterminées par l'utilisateur. Le modèle IPM® a ceci de particulier qu'il est capable de représenter les différentes caractéristiques des divers modes d'utilisation de ressources. Ces options peuvent comprendre des stratégies de gestion de la demande (p. ex. efficacité énergétique et gestion de la charge), des achats d'énergie en bloc et la cogénération, une utilisation accrue des ressources existantes (p. ex. prolongement de la durée des installations, rééquipement et renouvellement du permis), ainsi que des technologies de production bien développées et avancées (installations de combustion à lit fluidisé et cycles combinés à gazéification intégrée).

Les **options de production** se caractérisent par leurs coûts en capital, leurs coûts d'exploitation et d'entretien (E-E), les coûts des combustibles, la qualité des combustibles, les coûts thermiques, le dispositif antipollution, la fiabilité et le délai de démarrage. L'efficacité énergétique se définit notamment par les coûts en capital, les coûts d'administration des programmes, les coûts de pénétration du marché ainsi que les effets sur le profil de charge. Certaines stratégies de la gestion de la charge (p. ex. interruption du service d'eau chaude ou établissement d'un cycle dans les systèmes de climatisation) peuvent être mises en œuvre de façon optimale dans les installations de production. Quant aux options d'achat d'électricité en bloc, elles se caractérisent par la quantité et l'échelonnement de l'électricité disponible, qu'il s'agisse d'énergie d'économie ou de puissance garantie.

Les **décisions concernant la substitution de sources d'énergie, les travaux de rattrapage, le rééquipement, le prolongement de la durée des installations et les retraits pour des raisons économiques** sont le résultat de compromis entre les coûts en capital et les économies de combustibles à réaliser sur la période de planification, et découlent également d'une comparaison avec les autres options disponibles.

Le **choix des combustibles**, pour chaque installation de production, dépend des prix des combustibles et du rythme d'augmentation des prix, des limites de disponibilité, des limites d'utilisation (p. ex. une centrale à mazout ou à gaz qui ne peut brûler du charbon), des caractéristiques des émissions et de la réglementation environnementale. Les options peuvent comprendre diverses stratégies de protection de l'environnement (p. ex. l'utilisation de combustibles « propres » plutôt que l'utilisation de combustibles plus « polluants », de pair avec de la réduction de la pollution ou l'élimination des déchets).

Le modèle IPM® réussit également à modéliser la disponibilité saisonnière des **ressources hydrauliques des réservoirs et des centrales au fil de l'eau** ainsi que le coût et l'exploitation (p. ex. effets « négatifs » de la production des centrales à accumulation par pompage).

APPLICATIONS

Grâce à sa structure de programmation linéaire, le modèle IPM® convient très bien à une foule d'applications, comme l'évaluation des stratégies de planification ou des options de politique de

réglementation. Voici des exemples de types d'analyses qui peuvent être exécutées avec ce modèle :

Prévisions des prix de l'électricité. Le modèle IPM® peut servir à prévoir les prix de gros de l'électricité à l'aide de scénarios élaborés grâce à la base de données IPM®.

Planification stratégique. Le modèle IPM® peut servir à évaluer les coûts et les risques liés à diverses stratégies de planification des ressources de la part des services publics et des consommateurs, grâce au large éventail d'options incluses dans sa base de données.

Analyse de l'incertitude. Grâce à l'efficacité de ses algorithmes de calcul, le modèle peut être utilisé de pair avec diverses techniques pour analyser les effets potentiels de conditions éventuelles incertaines (p. ex. la croissance de la charge, les prix des combustibles, la réglementation environnementale, les coûts et le rendement de diverses options de production) ainsi que les risques liés à diverses stratégies de planification. D'autres approches ont été utilisées pour analyser l'incertitude au moyen du modèle IPM®, notamment des analyses de sensibilité, des analyses de décisions et une modélisation endogène de l'incertitude en intégrant directement à la structure de programmation linéaire des facteurs spécifiques qui sont incertains, ainsi que les probabilités des différentes valeurs ou attentes qui s'y rattachent.

Évaluation des options. Le modèle IPM® peut servir à « filtrer » diverses options de production et combinaisons d'options, d'après leurs coûts relatifs et avantages éventuels.

Analyse de la politique environnementale et autres activités soumises à des contraintes systémiques. Le modèle IPM® a beaucoup été utilisé pour modéliser des politiques environnementales et la planification des activités de conformité à la réglementation. L'EPA américaine s'en est servi dans le cadre du « SIP Call » (qui invite les États à réduire leurs émissions de NO_x). Actuellement, on l'emploie abondamment pour exécuter des analyses multipolluants. Le modèle permet en outre d'évaluer diverses stratégies pour respecter les contraintes environnementales (p. ex. limites fixées aux émissions horaires, quotidiennes ou annuelles), ou encore les limites d'utilisation des combustibles (p. ex. répartition optimale des approvisionnements limités entre diverses centrales).

Les politiques régissant de multiples émissions peuvent être modélisées simultanément. Par exemple, le modèle simule la conformité à la réglementation des émissions de SO_2 et de NO_x, ainsi que les politiques qui encadrent le mercure et le carbone. IPM® est particulièrement bien adapté aux études multipolluants, car il peut simuler de nombreuses politiques qui varient dans le temps et dans l'espace.

Le modèle peut représenter diverses stratégies de mise en œuvre, comme l'établissement d'un plafond national des émissions dans un programme d'échange de permis, ainsi que des programmes régionaux dans des programmes plus larges. Il peut représenter des plafonds d'émissions à l'échelle des installations, des régions (États ou provinces) ou des groupements de régions, ou encore des systèmes de type « limites et échanges ». Il prend en charge des aspects plus complexes des programmes axés sur le marché, comme la mise en banque, l'emprunt, la mise en réserve avec dépréciation et la mise à jour des allocations en fonction de la production.

Estimation des coûts évités. Les coûts implicites[38] issus de la solution de programmation linéaire peuvent servir à déterminer les coûts évités par saison ou période du jour afin

[38] Les coûts implicites expriment la valeur de la capacité ou de l'énergie supplémentaire, ou encore la valeur de la relaxation des contraintes d'exploitation du réseau. On les qualifie d' « implicites », car ces coûts ne sont pas

d'établir le prix des achats effectués auprès d'installations admissibles ou de producteurs d'électricité indépendants, ou encore le prix des achats d'énergie d'économie ou de puissance garantie effectués auprès d'autres services. Les coûts implicites peuvent également servir à déterminer la valeur économique de relaxation d'une contrainte (p. ex., quel est le coût marginal des réductions d'émissions pour l'entreprise?), à étudier les coûts marginaux et à déterminer les réductions de coûts que différentes options doivent atteindre pour être compétitives avec celles que le modèle a choisies ou avec les options « privilégiées ». Le modèle et ses extrants peuvent ainsi servir d'outil de présélection.

Planification intégrée des ressources. Le modèle IPM® peut servir à des études de planification au moindre coût, qui optimisent simultanément les options de gestion de la demande (gestion de la charge et efficacité énergétique), les options renouvelables et les options de gestion de l'offre.

Modélisation détaillée de l'exploitation. Les algorithmes de répartition du modèle IPM® se caractérisent par une grande exactitude. Ils ont été comparés aux modèles de répartition détaillés utilisés par les services publics.

MÉTHODOLOGIE

Le modèle IPM® utilise un programme linéaire dynamique à long terme pour calculer le coût minimal, nivelé à l'échelle du réseau, pour répondre à la demande. Il prend des décisions de production et d'investissement qui sont de nature à limiter autant que possible les coûts du réseau d'après une fonction objective linéaire. L'équation linéaire établit la valeur actuelle de la somme de tous les coûts au cours de la période évaluée. La fonction objective est assujettie à une série de contraintes de demande et d'offre. Les caractéristiques de l'offre, comme les coûts d'exploitation et d'équipement et la disponibilité des installations de production sont des intrants utilisateurs. Les ressources à ajouter pour fournir la capacité de réserve et la fiabilité exigées servent également d'intrants. Voici une description des diverses contraintes qui s'exercent du côté de l'offre.

Contraintes de capacité : **Ces contraintes déterminent quelle quantité d'électricité chaque centrale pourra produire (production maximale) compte tenu de sa capacité et de sa disponibilité saisonnière.**

Contraintes de disponibilité : Le modèle peut tenir compte de la capacité d'établir un cycle de production, c'est-à-dire déterminer si l'installation peut être fermée le soir ou les fins de semaine ou, au contraire, si elle doit fonctionner en permanence, du moins à un niveau de capacité minimal.

Contraintes d'émissions : L'utilisateur peut définir diverses contraintes en matière de polluants, par exemple en fixant des limites aux émissions de SO_2, de NO_x et de CO_2. Ces contraintes peuvent être appliquées à l'échelle régionale ou usine par usine. Elles peuvent être exprimées en tonnage total ou en lb/MBtu [ou kg/GJ].

Contraintes de transport : Il est possible de modéliser simultanément n'importe quel nombre de liens de transport entre les régions. L'utilisateur peut fixer une capacité maximale (en MW) sur chaque lien du réseau, ou un niveau maximal sur deux ou plusieurs liens (limites conjointes) pour différentes régions.

explicitement payés par les services publics ou les consommateurs, mais reflètent plutôt leur volonté de payer pour modifier les contraintes qui limitent leurs actions ou leurs décisions. Leur existence n'est pas prévue par le modèle, mais on peut les mesurer dans le « monde virtuel » qui existe dans les modèles entre la « réalité » prévue et les choix de modélisation qui ne feront pas partie de cette réalité.

D'autres contraintes peuvent être imposées à l'exploitation des centrales hydroélectriques et des installations à accumulation par pompage. Le modèle est doté d'une structure particulière qui permet de tenir compte des achats d'énergie d'économie et de puissance garantie effectués à l'extérieur du réseau.

La fonction objective est également encadrée par des contraintes de demande. Là aussi, c'est l'utilisateur qui définit les intrants et les contraintes. En voici des exemples.

> **Contraintes de marge de réserve :** Ces contraintes définissent une marge minimale de capacité de réserve (en mégawatts) par an pour chaque région. Si la capacité existante augmentée de la capacité prévue n'est pas suffisante pour obtenir la marge de réserve exigée, le modèle ajoutera le niveau requis de ressources supplémentaires.
>
> **Contraintes de demande :** Le modèle divise chaque année en un certain nombre de saisons, qui sont elles-mêmes divisées en segments de charge. Pour chaque segment, on détermine la quantité minimale d'électricité à produire pour répondre à la demande à différents moments.

La solution optimale à la fonction objective linéaire est la composition la moins coûteuse du parc électrogène que le service public doit utiliser pour répondre à la demande d'électricité saisonnière dans chaque région. Cette solution est transposée dans les tableaux qui montrent la production totale par région, la production par installation, les coûts fixes et variables, les niveaux de transport entre les régions et d'autres paramètres.

Pour réduire la durée et le coût de la modélisation, les données individuelles sur les centrales thermiques et hydroélectriques sont regroupées en installations « modèles ». À partir des installations modèles existantes et des nouvelles centrales incluses dans le modèle, IPM® détermine le moyen le moins coûteux de répondre à la demande d'électricité tout en limitant les émissions aux niveaux prescrits par les politiques en vigueur.

TRAITEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

IPM® modélise également les techniques de production qui exploitent les ressources hydroélectriques et les autres formes d'énergies renouvelables. Il tient compte des caractéristiques d'exploitation uniques des sources d'énergie renouvelables intermittentes, en établissant pour chaque technologie un profil de production sur 24 heures. Ces technologies peuvent être représentées comme autant de « filières » différentes, qui ont chacune leurs caractéristiques distinctives sur le plan des coûts et du rendement.

Le modèle IPM® internalise également les normes de portefeuille renouvelable (NPR). Il établit le cadre analytique pour examiner les effets des normes relatives à l'utilisation des énergies renouvelables, soit isolément, soit de pair avec d'autres changements qui surviennent sur les marchés ou dans le régime de réglementation. Les NPR sont modélisées comme des contraintes de réglementation imposées au réseau d'électricité, et le modèle peut simuler la structure incitative sur les marchés de l'électricité, en tenant compte de l'étendue géographique, de la période et de la nature des NPR. Le modèle IPM® fournira une représentation détaillée de l'incidence de la réglementation NPR sur le réseau d'électricité, les niveaux d'émissions et les marchés des combustibles.

Le modèle IPM® représente en détail les options de production d'électricité à partir de ressources renouvelables. Actuellement, ces options comprennent l'énergie solaire (photovoltaïque et thermique), l'énergie éolienne, l'électricité produite à partir des gaz d'enfouissement, l'énergie

géothermique, les piles à combustible et la bioénergie. Le modèle tient compte explicitement des contraintes de ressources en limitant la capacité potentielle de chaque technologie, dans chaque région. Il rend compte grosso modo de la nature intermittente de certaines technologies exploitant les énergies renouvelables telles que l'énergie solaire et l'énergie éolienne, en établissant des profils de production qui équivalent approximativement à la capacité de produire au cours d'une heure donnée, y compris durant les heures de pointe.

Structure de rattrapage

Le modèle IPM® est actuellement configuré pour modéliser autant les projets de construction de nouvelles centrales que les projets de modernisation des centrales existantes. Cette prévision comprendra les types d'installations à construire (p. ex. charbon, nucléaire, cycle combiné, turbine à combustion, énergie renouvelable ou technique de réduction de la pollution) et les régions dans lesquelles elles le seront.

En déterminant la solution la moins coûteuse, IPM® détermine également la stratégie optimale à adopter pour rendre chaque installation modèle conforme à la réglementation. Il offre à l'utilisateur le choix entre plusieurs options pour chacune des sources concernées :

- Substitution de combustibles – Par exemple, passer du charbon à haute teneur en soufre à du charbon à plus faible teneur en soufre.
- Rééquipement – Par exemple, rééquiper une centrale à charbon pour en faire un cycle combiné à gaz.
- Réduction de la pollution – Par exemple, installer un dispositif de réduction catalytique sélective (SCR), un dispositif de réduction non catalytique sélective (SNCR), un cycle de recyclage du gaz ou un programme d'utilisation saisonnière du gaz, afin de réduire les émissions de NO_x, ou encore un dispositif de désulfuration des gaz à combustion pour limiter les émissions de SO_2, afin de réduire le mercure.
- Cocombustion – Par exemple, une installation qui produit de l'électricité en brûlant un combustible (charbon, gaz ou biomasse) a la capacité, dans le modèle IPM®, de brûler également toute combinaison d'autres combustibles, la partie des combustibles utilisés en cocombustion étant déterminée de façon endogène. Cette fonction s'étend jusqu'à la sélection endogène de sous-types de combustibles, comme différents sous-types de biomasse.
- Retrait pour des raisons économiques – Par exemple, mettre hors service une centrale à mazout ou à gaz avant la date de retrait prévue.
- Rajustement de la production – Par exemple, faire fonctionner moins souvent les installations à fortes émissions de SO_2, et plus souvent les installations à faibles émissions de SO_2.

Modélisation du marché des combustibles

IPM® modélise l'offre de gaz naturel, de charbon et de biomasse de façon endogène. L'offre de charbon est représentée par au moins 40 régions productrices et plus de 15 types de charbon. Chaque installation de charbon est assignée à une région de demandes de charbon. Dans chacune des régions de demande, les installations sont regroupées par mode de livraison du charbon (barges, trains et camions). Les liens entre les régions productrices et consommatrices de charbon sont représentés par une matrice de transport.

Les marchés du gaz naturel sont également représentés dans le modèle par une courbe d'offre de gaz naturel (établie d'après le North American Natural Gas Analysis System d'ICF), une matrice de transport et des facteurs de rajustements saisonniers.

Dans le cas de la biomasse, le modèle IPM® distingue 13 régions d'offre et quatre types de combustibles. La matrice de transport établit également des liens entre les régions productrices et consommatrices. IPM® a servi à analyser le rôle que la biomasse pourrait jouer sur les marchés de

l'énergie, et à déterminer comment les technologies et les carburants à base de biomasse vont interagir avec les marchés de l'électricité, des combustibles et des émissions.

EXTRANTS DU MODÈLE IPM®

Le modèle IPM® peut produire un grand nombre de rapports détaillés et sommaires. Parmi les plus courants, mentionnons :

- Information sur la charge et la production
- Capacité exigée, par installation
- Production par type d'installation
- Décisions de rattrapage
- Information détaillée sur la production, par installation
- Information détaillée sur les émissions, par type de ressource
- Information détaillée sur les coûts (coûts en capital, coûts d'E-E fixes et variables, coûts du combustible)
- Prix régionaux de l'énergie et de la capacité
- Coûts du réseau d'électricité (coûts en capital, coûts fixes d'E-E, coûts variables d'E-E)
- Prix des permis d'émissions dans le cas des polluants réglementés
- Consommation et prix des combustibles.

Pour analyser une politique, comme les projets de polluants multiples, les analystes commencent par tester un scénario du statu quo. Ensuite, ils établissent un ou plusieurs scénarios de politiques. L'impact de la politique est la différence entre les résultats du scénario du statu quo et des scénarios variantiels. Les analystes examinent les différences dans les coûts en capital, les coûts d'E-E et les coûts des combustibles, ainsi que des changements qui se produisent dans l'exploitation du réseau; ces écarts correspondent aux coûts de la politique. Les impacts peuvent également être mesurés à l'échelle pancanadienne, à l'échelle régionale ou à une échelle plus grande. Les analyses de sensibilité sont très simples dans le cadre du modèle IPM®. Il est facile de modifier des paramètres comme le niveau des plafonds d'émissions, l'année de mise en œuvre, les facteurs économiques (comme la croissance de la demande et les coûts de la nouvelle technologie) et les coûts des mesures de réduction de la pollution.

APPENDICE D HYPOTHÈSES ET MÉTHODOLOGIE DE CALCUL UTILISÉES DANS LES SCÉNARIOS DE LA PHASE 2

Page laissée intentionnellement en blanc.

Tableau D - 21 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse – Scénario P2 incrémental hors pointe en 2010 (taux de pénétration de 0,1 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2010	36 212	32 738	12 981	10 712	105 893	64 815	7 858	8 225	4 516	**283 951**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	79 %	78 %	2 %	25 %	0 %	19 %	85 %	19 %	
GN – Turbine	2 %	16 %	13 %	0 %	6 %	0 %	13 %	11 %	13 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	39 %	0 %	39 %	
Hydro	96 %	0 %	8 %	98 %	8 %	93 %	0 %	0 %	0 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	60 %	3 %	27 %	0 %	27 %	
Autre	2 %	4 %	1 %	0 %	2 %	4 %	2 %	4 %	2 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	26 027	10 119	247	26 079	-	1 498	7 017	-	**70 988**
GN – Turbine	624	5 388	1 664	-	5 854	-	992	882	-	**15 404**
Mazout	-	21	-	-	47	-	3 089	-	-	**3 157**
Hydro	34 832	37	1 072	10 465	8 766	60 397	-	21	4 516	**120 107**
Nucléaire	-	-	-	-	63 181	1 978	2 132	-	-	**67 292**
Autre	757	1 265	126	-	1 965	2 440	146	305	-	**7 003**
										70 988
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, associées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	29 186	11 347	277	29 245	-	1 680	7 869	-	**79 605**
GN – Turbine	309	2 670	825	-	2 901	-	492	437	-	**7 634**
Mazout	-	22	-	-	49	-	3 205	-	-	**3 275**
Hydro	878	1	27	264	221	1 522	-	1	114	**3 027**
Nucléaire	-	-	-	-	862	27	29	-	-	**919**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**1 187**	**31 880**	**12 199**	**541**	**33 278**	**1 549**	**5 406**	**8 306**	**114**	**94 460**

Tableau D - 22 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,1214
GN – Turbine	0,4956
GN – Chaudière	0,6531
Mazout	1,0374
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,01365
Autre	0

Tableau D - 23 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 incrémental en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2010	22,8	20,6	8,2	6,7	66,6	40,8	4,9	5,2	2,8	178,7
Camions en 2010	18,2	16,5	6,5	5,4	53,4	32,7	4,0	4,1	2,3	143,1
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[39] (t éq CO_2)										
Voitures en 2010	6 603	5 969	2 367	1 953	19 308	11 818	1 433	1 500	823	51 773
Camions en 2010	7 658	6 923	2 745	2 265	22 393	13 707	1 662	1 739	955	60 048
Total	**14 261**	**12 892**	**5 112**	**4 219**	**41 701**	**25 524**	**3 095**	**3 239**	**1 779**	**111 821**

Tableau D - 24 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 incrémental en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2010	**-13 074**	**18 987**	**7 087**	**-3 677**	**-8 422**	**-23 975**	**2 311**	**5 067**	**-1 665**	**-17 361**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

Tableau D - 25 Coûts – Scénario P2 incrémental en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2010	41,83 $	49,99 $	39,63 $	29,33 $	38,05 $	35,26 $	34,32 $	34,38 $	30,33 $	**37,01 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2010	1 514 928 $	1 636 497 $	514 481 $	314 146 $	4 029 482 $	2 285 542 $	269 678 $	282 755 $	136 993 $	**10 984 502 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	2,30 $	2,75 $	2,18 $	1,61 $	2,09 $	1,94 $	1,89 $	1,89 $	1,67 $	**2,04 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre dans le scénario P2 incrémental en 2010 ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,037 $	0,044 $	0,035 $	0,026 $	0,034 $	0,031 $	0,030 $	0,030 $	0,027 $	**0,033 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence en 2010 ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,33 $	0,40 $	0,32 $	0,23 $	0,30 $	0,28 $	0,27 $	0,27 $	0,24 $	**0,29 $**

[39] Facteur d'émissions publié par RNCan = 250,4 t éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau D - 26 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P2 incrémental en 2020 (taux de pénétration de 6 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2020	1 655 047	1 496 259	593 280	489 590	4 839 704	2 962 299	359 160	375 899	206 409	**12 977 646**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	57 %	56 %	2 %	18 %	0 %	16 %	77 %	0 %	
GN – Turbine	12 %	40 %	38 %	0 %	32 %	9 %	20 %	19 %	9 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	39 %	0 %	0 %	
Hydro	86 %	0 %	5 %	98 %	6 %	85 %	1 %	0 %	91 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	43 %	3 %	23 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	3 %	1 %	0 %	1 %	3 %	2 %	3 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	857 553	332 213	10 969	865 092	-	56 940	289 968	-	**2 412 735**
GN – Turbine	192 008	595 882	227 788	-	1 539 509	262 006	73 351	72 688	18 951	**2 982 183**
Mazout	-	27	-	-	4 445	-	139 594	-	-	**144 066**
Hydro	1 423 214	-	29 074	477 763	287 596	2 521 212	2 698	1 648	187 457	**4 930 663**
Nucléaire	-	-	-	-	2 078 351	80 169	81 034	-	-	**2 239 553**
Autre	39 825	42 797	4 204	857	64 712	98 913	5 543	11 594	-	**268 446**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	946 353	366 614	12 105	954 673	-	62 836	319 994	-	**2 662 574**
GN – Turbine	94 957	294 693	112 652	-	761 364	129 575	36 276	35 948	9 372	**1 474 839**
Mazout	-	27	-	-	4 518	-	141 884	-	-	**146 429**
Hydro	35 865	-	733	12 040	7 247	63 535	68	42	4 724	**124 253**
Nucléaire	-	-	-	-	26 187	1 010	1 021	-	-	**28 218**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**130 822**	**1 241 073**	**479 999**	**24 145**	**1 753 990**	**194 120**	**242 084**	**355 933**	**14 096**	**4 436 313**

Tableau D - 27 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,10355
GN – Turbine	0,49455
GN – Chaudière	0,6195
Mazout	1,0164
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,0126
Autre	0

ICF CONSULTING

Tableau D - 28 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 incrémental en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2020	1 636,3	1 479,3	586,5	484,0	4 784,8	2 928,7	355,1	371,6	204,1	**12 830**
Camions en 2020	1 258,5	1 137,8	451,1	372,3	3 680,2	2 252,6	273,1	285,8	157,0	**9 868**
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[40] (t éq CO_2)										
Voitures en 2020	440 643	398 367	157 956	130 349	1 288 534	788 689	95 624	100 080	54 955	**3 455 198**
Camions en 2020	494 567	447 118	177 286	146 301	1 446 219	885 206	107 326	112 327	61 680	**3 878 030**
Total	**935 211**	**845 485**	**335 242**	**276 651**	**2 734 753**	**1 673 895**	**202 949**	**212 408**	**116 635**	**7 333 228**

Tableau D - 29 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 incrémental en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2020	**-804 388**	**395 588**	**144 757**	**-252 506**	**-980 763**	**-1 479 775**	**39 135**	**143 576**	**-102 538**	**-2 896 915**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

Tableau D - 30 Coûts – Scénario P2 incrémental en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2020	39,68 $	42,16 $	36,27 $	33,37 $	42,86 $	39,42 $	35,48 $	36,33 $	34,35 $	**37,77 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2020	65 672 245 $	63 082 279 $	21 518 258 $	16 338 341 $	207 417 632 $	116 763 475 $	12 742 829 $	13 657 146 $	7 089 726 $	**524 281 931 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	1,98 $	2,11 $	1,81 $	1,67 $	2,14 $	1,97 $	1,77 $	1,82 $	1,72 $	**1,89 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,023 $	0,024 $	0,021 $	0,019 $	0,025 $	0,023 $	0,020 $	0,021 $	0,020 $	**0,022 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,22 $	0,23 $	0,20 $	0,18 $	0,24 $	0,22 $	0,20 $	0,20 $	0,19 $	**0,21 $**

[40] Facteur d'émissions publié par RNCan = 198,0 t éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau D - 31 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P2 accéléré en 2010 (Taux de pénétration de 0,2 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2010	72 425	65 476	25 962	21 424	211 785	129 630	15 717	16 449	9 032	**567 902**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	79 %	77 %	2 %	24 %	0 %	19 %	85 %	0 %	
GN – Turbine	1 %	17 %	13 %	0 %	5 %	0 %	12 %	11 %	0 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	40 %	0 %	0 %	
Hydro	97 %	0 %	9 %	98 %	9 %	93 %	0 %	0 %	100 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	59 %	3 %	27 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	4 %	1 %	0 %	2 %	4 %	2 %	4 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	51 872	20 035	476	51 798	-	2 976	13 939	-	**141 097**
GN – Turbine	897	11 001	3 252	-	10 605	-	1 886	1 866	-	**29 507**
Mazout	-	42	-	-	32	-	6 321	-	-	**6 396**
Hydro	70 048	25	2 424	20 949	19 626	120 886	8	41	9 032	**243 040**
Nucléaire	-	-	-	-	125 810	3 915	4 236	-	-	**133 961**
Autre	1 480	2 535	251	-	3 914	4 829	290	603	-	**13 901**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	58 170	22 467	534	58 086	-	3 338	15 631	-	**158 226**
GN – Turbine	444	5 452	1 612	-	5 256	-	935	925	-	**14 624**
Mazout	-	44	-	-	34	-	6 558	-	-	**6 635**
Hydro	1 765	1	61	528	495	3 046	0	1	228	**6 125**
Nucléaire	-	-	-	-	1 717	53	58	-	-	**1 829**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
ÉMISSIONS TOTALES	**2 210**	**63 666**	**24 140**	**1 062**	**65 588**	**3 100**	**10 888**	**16 557**	**228**	**187 438**

Tableau D - 32 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,1214
GN – Turbine	0,4956
GN – Chaudière	0,6531
Mazout	1,0374
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,01365
Autre	0

ICF CONSULTING

Tableau D - 33 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 accéléré en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2010	45,6	41,2	16,3	13,5	133,3	81,6	9,9	10,4	5,7	**357**
Camions en 2010	36,5	33,0	13,1	10,8	106,7	65,3	7,9	8,3	4,6	**286**
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[41] (t éq CO_2)										
Voitures en 2010	13 205	11 938	4 734	3 906	38 615	23 636	2 866	2 999	1 647	**103 547**
Camions en 2010	15 316	13 846	5 490	4 531	44 787	27 413	3 324	3 479	1 910	**120 095**
Total	**28 521**	**25 785**	**10 224**	**8 437**	**83 402**	**51 049**	**6 189**	**6 478**	**3 557**	**223 642**

Tableau D - 34 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 accéléré en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2010	**-26 312**	**37 882**	**13 917**	**-7 375**	**-17 814**	**-47 949**	**4 699**	**10 079**	**-3 329**	**-36 204**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

[41] Facteur d'émissions publié par RNCan = 250,4 t éq CO_2 /km

Tableau D - 35 Coûts – Scénario P2 accéléré en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2010	41,83 $	49,99 $	39,91 $	29,33 $	37,90 $	34,35 $	34,15 $	34,58 $	29,43 $	**36,83 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2010	3 029 856 $	3 272 995 $	1 036 205 $	628 293 $	8 026 136 $	4 452 537 $	536 675 $	568 825 $	265 865 $	**21 817 388 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	2,30 $	2,75 $	2,20 $	1,61 $	2,08 $	1,89 $	1,88 $	1,90 $	1,62 $	**1,82 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,037 $	0,044 $	0,035 $	0,026 $	0,033 $	0,030 $	0,030 $	0,031 $	0,026 $	**0,033 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,33 $	0,40 $	0,32 $	0,23 $	0,30 $	0,27 $	0,27 $	0,28 $	0,23 $	**0,29 $**

Tableau D - 36 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P2 accéléré en 2020 (Taux de pénétration de 11,5 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2020	3 172 172	2 867 830	1 137 120	938 380	9 276 100	5 677 741	688 391	720 472	395 617	**24 873 822**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	56 %	53 %	2 %	17 %	0 %	16 %	75 %	0 %	
GN – Turbine	11 %	41 %	40 %	0 %	32 %	10 %	19 %	21 %	12 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	41 %	0 %	0 %	
Hydro	87 %	0 %	6 %	98 %	8 %	84 %	1 %	1 %	88 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	42 %	3 %	22 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	3 %	1 %	0 %	1 %	3 %	2 %	3 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	1 612 293	606 666	20 167	1 617 154	-	107 818	539 285	-	**4 503 382**
GN – Turbine	341 662	1 168 815	450 550	-	2 956 900	573 208	129 078	149 193	48 623	**5 818 029**
Mazout	-	-	-	-	6 995	-	280 675	-	-	**287 670**
Hydro	2 756 340	585	71 984	916 642	712 668	4 767 351	6 883	9 814	346 993	**9 589 260**
Nucléaire	-	-	-	-	3 861 945	150 870	153 441	-	-	**4 166 256**
Autre	74 170	86 137	7 920	1 572	120 439	186 311	10 496	22 181	-	**509 226**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	1 779 246	669 486	22 255	1 784 610	-	118 982	595 128	-	**4 969 707**
GN – Turbine	168 969	578 038	222 819	-	1 462 335	283 480	63 835	73 783	24 047	**2 877 306**
Mazout	-	-	-	-	7 110	-	285 278	-	-	**292 388**
Hydro	69 460	15	1 814	23 099	17 959	120 137	173	247	8 744	**241 649**
Nucléaire	-	-	-	-	48 661	1 901	1 933	-	-	**52 495**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**238 429**	**2 357 298**	**894 120**	**45 354**	**3 320 674**	**405 518**	**470 203**	**669 158**	**32 791**	**8 433 545**

Tableau D - 37 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,10355
GN – Turbine	0,49455
GN – Chaudière	0,6195
Mazout	1,0164
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,0126
Autre	0

ICF CONSULTING

Tableau D - 38 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 accéléré en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2020	3 136,2	2 835,3	1 124,2	927,7	9 170,9	5 613,3	680,6	712,3	391,1	**24 592**
Camions en 2020	2 412,2	2 180,7	864,7	713,6	7 053,6	4 317,4	523,5	547,9	300,8	**18 914**
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[42] (t éq CO_2)										
Voitures en 2020	844 566	763 537	302 749	249 836	2 469 690	1 511 655	183 279	191 820	105 330	**6 622 463**
Camions en 2020	947 921	856 976	339 798	280 410	2 771 920	1 696 644	205 708	215 294	118 220	**7 432 891**
Total	**1 792 487**	**1 620 513**	**642 548**	**530 247**	**5 241 610**	**3 208 299**	**388 986**	**407 114**	**223 550**	**14 055 354**

Tableau D - 39 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 accéléré en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2020	**-1 554 058**	**736 785**	**251 572**	**-484 892**	**-1 920 936**	**-2 802 780**	**81 217**	**262 044**	**-190 759**	**-5 621 808**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

[42] Facteur d'émissions publié par RNCan = 198,0 t éq CO_2 /km

ICF CONSULTING

Tableau D - 40 Coûts – Scénario P2 accéléré en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2020	40,16 $	42,55 $	36,61 $	33,79 $	44,38 $	39,60 $	35,74 $	38,16 $	34,53 $	**38,39 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2020	127,396,032 $	22,018,986 $	41,631,085 $	31,707,866 $	411,640,856 $	224,852,721 $	24,605,146 $	27,493,940 $	13,662,227 $	**1,025,008,860 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	2,01 $	2,13 $	1,83 $	1,69 $	2,22 $	1,98 $	1,79 $	1,91 $	1,73 $	**1,92 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,023 $	0,024 $	0,021 $	0,019 $	0,025 $	0,023 $	0,020 $	0,022 $	0,020 $	**0,022 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,22 $	0,23 $	0,20 $	0,19 $	0,25 $	0,22 $	0,20 $	0,21 $	0,19 $	**0,21 $**

APPENDICE E HYPOTHÈSES ET MÉTHODOLOGIE DE CALCUL UTILISÉES DANS LES ANALYSES DE SENSIBILITÉ DE LA PHASE 2

Page laissée intentionnellement en blanc.

Tableau E - 41 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse – Scénario P2 incrémental : sensibilité à un prix élevé du carbone en 2010 (taux de pénétration de 0,1 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2010	36 212	32 738	12 981	10 712	105 893	64 815	7 858	8 225	4 516	**283 951**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	9 %	0 %	0 %	3 %	0 %	0 %	4 %	0 %	
GN – Turbine	0 %	84 %	90 %	0 %	13 %	0 %	42 %	81 %	0 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	
Hydro	98 %	0 %	9 %	100 %	14 %	93 %	5 %	0 %	100 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	68 %	3 %	47 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	7 %	1 %	0 %	2 %	4 %	6 %	14 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité(MWh)										
Charbon	-	2 916	-	-	3 007	-	-	321	-	**6 245**
GN – Turbine	-	27 479	11 693	-	13 739	-	3 282	6 696	-	**62 890**
Mazout	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydro	35 455	83	1 116	10 712	15 136	60 035	393	22	4 516	**127 470**
Nucléaire	-	-	-	-	71 777	1 963	3 713	-	-	**77 453**
Autre	757	2 260	172	-	2 232	2 817	470	1 186	-	**9 893**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	3 270	-	-	3 372	-	-	360	-	**7 003**
GN – Turbine	-	13 619	5 795	-	6 809	-	1 627	3 318	-	**31 168**
Mazout	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydro	893	2	28	270	381	1 513	10	1	114	**3 212**
Nucléaire	-	-	-	-	980	27	51	-	-	**1 057**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**893**	**16 891**	**5 823**	**270**	**11 543**	**1 540**	**1 687**	**3 679**	**114**	**42 440**

Tableau E - 42 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,1214
GN – Turbine	0,4956
NG – Chaudière	0,6531
Mazout	1,0374
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,01365
Autre	0

Tableau E - 43 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 incrémental : sensibilité à un prix élevé du carbone en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2010	22,8	20,6	8,2	6,7	66,6	40,8	4,9	5,2	2,8	179
Camions en 2010	18,2	16,5	6,5	5,4	53,4	32,7	4,0	4,1	2,3	143
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publié par RNCan[43] (t CO_2e)										
Voitures en 2010	6 603	5 969	2 367	1 953	19 308	11 818	1 433	1 500	823	51 773
Camions en 2010	7 658	6 923	2 745	2 265	22 393	13 707	1 662	1 739	955	60 048
Total	14 261	12 892	5 112	4 219	41 701	25 524	3 095	3 239	1 779	111 821

Tableau E - 44 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 incrémental : sensibilité à un prix élevé du carbone en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2010	-13 367	3 999	711	-3 949	-30 158	-23 985	-1 407	440	-1 665	-69 381

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

Tableau E - 45 Coûts – Scénario P2 incrémental : sensibilité à un prix élevé du carbone en 2010

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2010	43,20 $	65,24 $	72,73 $	30,69 $	56,62 $	41,91 $	49,99 $	64,42 $	36,78 $	**51,29 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2010	1 564 321 $	2 135 819 $	944 053 $	328 758 $	5 995 803 $	2 716 530 $	392 823 $	529 816 $	166 113 $	**14 774 037 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	2,38 $	3,59 $	4,00 $	1,69 $	3,11 $	2,31 $	2,75 $	3,54 $	2,02 $	**2,82 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre en vertu du scénario P2 incrémental des prix élevés du carbone en 2010 ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,038 $	0,058 $	0,064 $	0,027 $	0,050 $	0,037 $	0,044 $	0,057 $	0,032 $	**0,045 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence 2010 ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,34 $	0,52 $	0,58 $	0,24 $	0,45 $	0,33 $	0,40 $	0,51 $	0,29 $	**0,41 $**

[43] Facteur d'émissions publié par RNCan = 250,4 t éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau E - 46 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P2 incrémental en 2020 : sensibilité à un prix élevé du carbone (taux de pénétration de 6 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2020	1 655 047	1 496 259	593 280	489 590	4 839 704	2 962 299	359 160	375 899	206 409	**12 977 646**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	2 %	0 %	0 %	6 %	0 %	0 %	7 %	0 %	
GN – Turbine	0 %	93 %	90 %	5 %	35 %	2 %	55 %	82 %	0 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	2 %	0 %	0 %	
Hydro	97 %	0 %	9 %	95 %	8 %	87 %	6 %	2 %	100 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	45 %	3 %	33 %	0 %	0 %	
Autre	3 %	6 %	1 %	1 %	5 %	9 %	4 %	10 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	23 766	-	-	296 257	-	-	25 196	-	**345 218**
GN – Turbine	-	1 387 425	535 623	23 512	1 713 871	51 523	196 759	307 966	-	**4 216 978**
Mazout	-	-	-	-	4 893	-	5 838	-	-	**10 731**
Hydro	1 611 759	710	51 235	462 900	405 924	2 571 830	22 325	6 235	206 212	**5 339 131**
Nucléaire	-	-	-	-	2 182 705	81 606	119 162	-	-	**2 383 473**
Autre	43 287	84 358	6 422	3 177	236 054	257 041	15 076	36 502	197	**682 115**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	26 227	-	-	326 934	-	-	27 805	-	**380 965**
GN – Turbine	-	686 151	264 892	11 628	847 595	25 629	97 307	152 305	-	**2 085 507**
Mazout	-	-	-	-	4 973	-	5 934	-	-	**10 907**
Hydro	40 616	18	1 291	11 665	10 229	64 810	563	157	5 197	**134 546**
Nucléaire	-	-	-	-	27 502	1 028	1 501	-	-	**30 032**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**40 616**	**712 396**	**266 183**	**23 293**	**1 217 233**	**91 467**	**105 305**	**180 267**	**5 197**	**2 641 957**

Tableau E - 47 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,10355
GN – Turbine	0,49455
GN – Chaudière	0,6195
Mazout	1,0164
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,0126
Autre	0

Tableau E - 48 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 incrémental en 2020 : sensibilité à un prix élevé du carbone

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2020	1 636,3	1 479,3	586,5	484,0	4 784,8	2 928,7	355,1	371,6	204,1	**12 830**
Camions en 2020	1 258,5	1 137,8	451,1	372,3	3 680,2	2 252,6	273,1	285,8	157,0	**9 868**
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[44] (t éq CO_2)										
Voitures en 2020	440 643	398 367	157 956	130 349	1 288 534	788 689	95 624	100 080	54 955	**3 455 198**
Camions en 2020	494 567	447 118	177 286	146 301	1 446 219	885 206	107 326	112 327	61 680	**3 878 030**
Total	**935 211**	**845 485**	**335 242**	**276 651**	**2 734 753**	**1 673 895**	**202 949**	**212 408**	**116 635**	**7 333 228**

Tableau E - 49 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 incrémental en 2020 : sensibilité à un prix élevé du carbone

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2020	**-894 594**	**-133 090**	**-69 059**	**-253 358**	**-1 517 519**	**-1 582 428**	**-97 644**	**-32 141**	**-111 438**	**-4 691 271**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

Tableau E - 50 Coûts – Scénario P2 incrémental en 2020 : sensibilité à un prix élevé du carbone

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2020	41,26 $	62,87 $	66,46 $	48,96 $	64,96 $	50,89 $	55,97 $	64,67 $	45,48 $	**55,72 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2020	68 288 874 $	94 066 810 $	39 431 747 $	23 972 513 $	314 389 618 $	150 741 050 $	20 102 383 $	24 307 855 $	9 386 849 $	**744 687 699 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	2,06 $	3,14 $	3,32 $	2,45 $	3,25 $	2,54 $	2,80 $	3,23 $	2,27 $	**2,79 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,024 $	0,036 $	0,038 $	0,028 $	0,037 $	0,029 $	0,032 $	0,037 $	0,026 $	**0,032 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,23 $	0,35 $	0,37 $	0,27 $	0,36 $	0,28 $	0,31 $	0,36 $	0,25 $	**0,31 $**

[44] Facteur d'émissions publié par RNCan = 198,0 t éq CO_2/km

Tableau E - 51 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P2 accéléré en 2010 : sensibilité à un prix élevé du carbone (taux de pénétration de 0,2 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2010	72 425	65 476	25 962	21 424	211 785	129 630	15 717	16 449	9 032	**567 902**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	9 %	0 %	0 %	3 %	0 %	0 %	4 %	0 %	
GN – Turbine	0 %	83 %	88 %	0 %	13 %	0 %	39 %	82 %	0 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	
Hydro	98 %	0 %	10 %	100 %	15 %	93 %	10 %	1 %	100 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	67 %	3 %	46 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	7 %	1 %	0 %	2 %	4 %	6 %	14 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	6 176	-	-	5 329	-	-	590	-	**12 095**
GN – Turbine	-	54 672	22 911	-	28 404	-	6 108	13 460	-	**125 555**
Mazout	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydro	70 957	139	2 712	21 424	32 269	120 023	1 530	134	9 032	**258 221**
Nucléaire	-	-	-	-	141 384	3 944	7 171	-	-	**152 499**
Autre	1 468	4 490	339	-	4 399	5 663	907	2 265	-	**19 531**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	6 925	-	-	5 976	-	-	662	-	**13 563**
GN – Turbine	-	27 095	11 355	-	14 077	-	3 027	6 671	-	**62 225**
Mazout	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydro	1 788	3	68	540	813	3 025	39	3	228	**6 507**
Nucléaire	-	-	-	-	1 930	54	98	-	-	**2 082**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**1 788**	**34 024**	**11 423**	**540**	**22 797**	**3 078**	**3 164**	**7 336**	**228**	**84 377**

Tableau E - 52 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,1214
GN – Turbine	0,4956
GN – Chaudière	0,6531
Mazout	1,0374
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,01365
Autre	0

ICF

Tableau E - 53 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 accéléré en 2010 : sensibilité à un prix élevé du carbone

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2010	45,6	41,2	16,3	13,5	133,3	81,6	9,9	10,4	5,7	**357**
Camions en 2010	36,5	33,0	13,1	10,8	106,7	65,3	7,9	8,3	4,6	**286**
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[45] (t éq CO_2)										
Voitures en 2010	13 205	11 938	4 734	3 906	38 615	23 636	2 866	2 999	1 647	**103 547**
Camions en 2010	15 316	13 846	5 490	4 531	44 787	27 413	3 324	3 479	1 910	**120 095**
Total	**28 521**	**25 785**	**10 224**	**8 437**	**83 402**	**51 049**	**6 189**	**6 478**	**3 557**	**223 642**

Tableau E - 54 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 accéléré en 2010 : sensibilité à un prix élevé du carbone

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2010	**-26 733**	**8 239**	**1 199**	**-7 897**	**-60 605**	**-47 970**	**-3 026**	**858**	**-3 329**	**-139 264**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

[45] Facteur d'émissions publié par RNCan = 250,41 éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau E - 55 Coûts – Scénario P2 accéléré en 2010 : sensibilité à un prix élevé du carbone

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2010	$43,20	$65,32	$72,71	$30,69	$56,65	$41,94	$49,99	$64,56	$36,81	**$51,32**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2010	$3 128 643	$4 276 713	$1 887 704	$657 516	$11 998 171	$5 437 078	$785 646	$1 061 927	$332 507	**$29 565 905**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	$2,38	$3,59	$4,00	$1,69	$3,12	$2,31	$2,75	$3,55	$2,02	**$2,82**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	$0,038	$0,058	$0,064	$0,027	$0,050	$0,037	$0,044	$0,057	$0,032	**$0,045**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	$0,34	$0,52	$0,58	$0,24	$0,45	$0,33	$0,40	$0,51	$0,29	**$0,41**

Tableau E - 56 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P2 accéléré en 2020 : sensibilité à un prix élevé du carbone (taux de pénétration de 11,5 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2020	3 172 172	2 867 830	1 137 120	938 380	9 276 100	5 677 741	688 391	720 472	395 617	**24 873 822**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	4 %	0 %	0 %	6 %	0 %	0 %	6 %	0 %	
GN – Turbine	0 %	91 %	89 %	5 %	35 %	2 %	57 %	81 %	0 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	1 %	0 %	0 %	
Hydro	98 %	0 %	10 %	94 %	9 %	86 %	5 %	3 %	100 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	43 %	3 %	33 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	6 %	1 %	1 %	7 %	10 %	4 %	9 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	106 858	-	-	548 581	-	-	45 748	-	**701 187**
GN – Turbine	-	2 595 689	1 010 963	50 485	3 253 458	93 303	395 667	586 842	-	**8 058 464**
Mazout	-	-	-	-	6 647	-	5 083	-	-	**12 656**
Hydro	3 093 029	4 221	114 047	882 001	831 402	4 875 714	32 322	21 648	395 231	**10 255 503**
Nucléaire	-	-	-	-	4 016 448	150 466	226 644	-	-	**4 434 833**
Autre	79 143	161 062	12 109	5 894	619 564	558 257	28 675	66 235	386	**1 536 546**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	117 923	-	-	605 386	-	-	50 485	-	**773 795**
GN – Turbine	-	1 283 698	499 972	24 967	1 608 998	46 143	195 677	290 223	-	**3 985 313**
Mazout	-	-	-	-	6 756	-	5 167	-	-	**12 864**
Hydro	77 944	106	2 874	22 226	20 951	122 868	815	546	9 960	**258 439**
Nucléaire	-	-	-	-	50 607	1 896	2 856	-	-	**55 879**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
ÉMISSIONS TOTALES	**77 944**	**1 401 727**	**502 846**	**47 194**	**2 292 699**	**170 907**	**204 514**	**341 253**	**9 960**	**5 086 290**

Tableau E - 57 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,10355
GN – Turbine	0,49455
GN – Chaudière	0,6195
Mazout	1,0164
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,0126
Autre	0

ICF CONSULTING

Tableau E - 58 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 accéléré en 2020 : sensibilité à un prix élevé du carbone

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2020	3 136,2	2 835,3	1 124,2	927,7	9 170,9	5 613,3	680,6	712,3	391,1	**24 715,5**
Camions en 2020	2 412,2	2 180,7	864,7	713,6	7 053,6	4 317,4	523,5	547,9	300,8	**19 009,6**
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[46] (t éq CO_2)										
Voitures en 2020	844 566	763 537	302 749	249 836	2 469 690	1 511 655	183 279	191 820	105 330	**6 655 840,6**
Camions en 2020	947 921	856 976	339 798	280 410	2 771 920	1 696 644	205 708	215 294	118 220	**7 470 353,3**
Total	**1 792 487**	**1 620 513**	**642 548**	**530 247**	**5 241 610**	**3 208 299**	**388 986**	**407 114**	**223 550**	**14 126 194**

Tableau E - 59 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 accéléré en 2020 : sensibilité à un prix élevé du carbone

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2020	**-1 714 543**	**-218 786**	**-139 702**	**-483 053**	**-2 948 911**	**-3 037 392**	**-184 472**	**-65 861**	**-213 590**	**-9 039 904**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

[46] Facteur d'émissions publié par RNCan = 198,0 t éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau E - 60 Coûts – Scénario P2 accéléré en 2020 : sensibilité à un prix élevé du carbone

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2020	41,88 $	63,10 $	67,19 $	50,17 $	65,32 $	51,13 $	56,48 $	64,70 $	45,73 $	**56,19 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2020	132 853 755 $	180 961 490 $	76 405 907 $	47 081 818 $	605 887 031 $	290 328 425 $	38 881 680 $	46 612 391 $	18 089 573 $	**1 437 102 070 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	2,09 $	3,16 $	3,36 $	2,51 $	3,27 $	2,56 $	2,82 $	3,23 $	2,29 $	**2,81 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,024 $	0,036 $	0,038 $	0,029 $	0,037 $	0,029 $	0,032 $	0,037 $	0,026 $	**0,032 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,23 $	0,35 $	0,37 $	0,28 $	0,36 $	0,28 $	0,31 $	0,36 $	0,25 $	**0,31 $**

Tableau E - 61 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse – Scénario P2 incrémental en 2010 : sensibilité à la période du jour (taux de pénétration de 0,1 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2010	36 212	32 738	12 981	10 712	105 893	64 815	7 858	8 225	4 516	**283 951**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	74 %	69 %	2 %	22 %	0 %	15 %	80 %	0 %	
GN – Turbine	1 %	19 %	12 %	0 %	7 %	0 %	10 %	9 %	0 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	38 %	0 %	0 %	
Hydro	97 %	3 %	18 %	98 %	20 %	94 %	13 %	8 %	100 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	50 %	3 %	22 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	4 %	1 %	0 %	2 %	3 %	2 %	3 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	24 064	8 992	212	23 002	-	1 216	6 548	-	**64 034**
GN – Turbine	451	6 260	1 545	-	6 996	3	822	746	0	**16 824**
Mazout	-	55	-	-	92	-	2 984	-	-	**3 132**
Hydro	35 155	1 052	2 325	10 500	21 135	61 100	987	652	4 516	**137 421**
Nucléaire	-	-	-	-	53 009	1 660	1 731	-	-	**56 400**
Autre	606	1 306	118	-	1 659	2 053	118	279	-	**6 141**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	26 986	10 084	238	25 794	-	1 364	7 343	-	**71 808**
GN – Turbine	224	3 103	766	-	3 467	1	407	370	0	**8 338**
Mazout	-	58	-	-	95	-	3 096	-	-	**3 249**
Hydro	886	27	59	265	533	1 540	25	16	114	**3 463**
Nucléaire	-	-	-	-	724	23	24	-	-	**770**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**1 109**	**30 172**	**10 908**	**502**	**30 613**	**1 564**	**4 915**	**7 729**	**114**	**87 627**

Tableau E - 62 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,1214
GN – Turbine	0,4956
GN – Chaudière	0,6531
Mazout	1,0374
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,01365
Autre	0

ICF CONSULTING

Tableau E - 63 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 incrémental en 2010 : sensibilité à la période du jour

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2010	22,8	20,6	8,2	6,7	66,6	40,8	4,9	5,2	2,8	179
Camions en 2010	18,2	16,5	6,5	5,4	53,4	32,7	4,0	4,1	2,3	143
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[47] (t éq CO_2)										
Voitures en 2010	6 603	5 969	2 367	1 953	19 308	11 818	1 433	1 500	823	51 773
Camions en 2010	7 658	6 923	2 745	2 265	22 393	13 707	1 662	1 739	955	60 048
Total	14 261	12 892	5 112	4 219	41 701	25 524	3 095	3 239	1 779	111 821

Tableau E - 64 Incidence nete sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 incrémental en 2010 : sensibilité à la période du jour

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2010	-13 151	17 280	5 797	-3 716	-11 088	-23 961	1 821	4 490	-1 665	-24 194

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

Tableau E - 65 Coûts – Scénario P2 incrémental en 2010 : sensibilité à la période du jour

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										Moyenne
2010	41,83 $	49,99 $	40,18 $	29,33 $	38,04 $	35,28 $	34,30 $	34,36 $	30,35 $	37,07 $
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										Total
2010	1 514 928 $	1 636 497 $	521 523 $	314 146 $	4 027 840 $	2 286 547 $	269 556 $	282 628 $	137 063 $	10 990 728 $
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										Moyenne
2010	2,30 $	2,75 $	2,21 $	1,61 $ $%	2,09 $	1,94 $	1,89 $	1,89 $	1,67 $	2,04 $
			$	$	$	$	$	$	$	
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre - 2010 ($CAN 2000)										Moyenne
2010	0,037	0,044	0,035 $	0,026 $	0,034 $	0,031 $	0,030 $	0,030 $	0,027 $	0,033 $
			$	$	$	$	$	$	$	$
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence 2010 ($CAN 2000)										Moyenne
2010	0,33	0,40	0,32 $	0,23 $	0,30 $	0,28 $	0,27 $	0,27 $	0,24 $	0,30 $

[47] Facteur d'émissions publié par RNCan = 250,4 t éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau E - 66 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P2 incrémental : sensibilité à la période du jour en 2020 (taux de pénétration de 6 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2020	1 655 047	1 496 259	593 280	489 590	4 839 704	2 962 299	359 160	375 899	206 409	**12 977 646**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment référence)										
Charbon	0 %	55 %	52 %	2 %	16 %	0 %	14 %	72 %	0 %	
GN – Turbine	8 %	40 %	34 %	0 %	29 %	8 %	18 %	18 %	11 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	35 %	0 %	0 %	
Hydro	90 %	2 %	13 %	98 %	15 %	87 %	11 %	7 %	89 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	38 %	2 %	20 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	3 %	1 %	0 %	1 %	3 %	1 %	3 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	823 320	305 604	9 677	792 961	-	49 994	271 712	-	**2 253 268**
GN – Turbine	137 015	591 563	204 546	-	1 424 021	228 612	65 202	66 894	22 701	**2 740 554**
Mazout	-	718	-	-	11 585	-	127 357	-	-	**139 660**
Hydro	1 484 472	35 987	79 100	479 156	728 233	2 577 104	40 590	26 102	183 707	**5 634 451**
Nucléaire	-	-	-	-	1 825 769	70 001	71 150	-	-	**1 966 921**
Autre	33 559	44 671	4 030	756	57 136	86 582	4 867	11 190	-	**242 792**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	908 575	337 250	10 680	875 072	-	55 171	299 847	-	**2 486 594**
GN – Turbine	67 761	292 557	101 158	-	704 249	113 060	32 246	33 083	11 227	**1 355 341**
Mazout	-	730	-	-	11 775	-	129 446	-	-	**141 951**
Hydro	37 409	907	1 993	12 075	18 351	64 943	1 023	658	4 629	**141 988**
Nucléaire	-	-	-	-	23 005	882	896	-	-	**24 783**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**105 170**	**1 202 769**	**440 401**	**22 754**	**1 632 452**	**178 885**	**218 782**	**333 588**	**15 856**	**4 150 657**

Tableau E - 67 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,10355
GN – Turbine	0,49455
GN – Chaudière	0,6195
Mazout	1,0164
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,0126
Autre	0

ICF CONSULTING

Tableau E - 68 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 incrémental : sensibilité à la période du jour en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2020	1 636,3	1 479,3	586,5	484,0	4 784,8	2 928,7	355,1	371,6	204,1	**12 830**
Camions en 2020	1 258,5	1 137,8	451,1	372,3	3 680,2	2 252,6	273,1	285,8	157,0	**9 868**
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[48] (t éq CO_2)										
Voitures en 2020	440 643	398 367	157 956	130 349	1 288 534	788 689	95 624	100 080	54 955	**3 455 198**
Camions en 2020	494 567	447 118	177 286	146 301	1 446 219	885 206	107 326	112 327	61 680	**3 878 030**
Total	**935 211**	**845 485**	**335 242**	**276 651**	**2 734 753**	**1 673 895**	**202 949**	**212 408**	**116 635**	**7 333 228**

Tableau E - 69 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 incrémental : sensibilité à la période du jour en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2020	**-830 041**	**357 284**	**105 159**	**-253 896**	**-1 102 301**	**-1 495 010**	**15 833**	**121 180**	**-100 778**	**-3 182 571**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

Tableau E - 70 Coûts – Scénario P2 incrémental : sensibilité à la période du jour en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2020	39,77 $	42,21 $	36,78 $	33,12 $	46,52 $	39,42 $	35,43 $	36,66 $	34,35 $	**38,25 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2020	65 826 165 $	63 151 855 $	21 821 720 $	16 216 923 $	225 121 270 $	116 763 475 $	12 726 128 $	13 779 501 $	7 089 726 $	**542 496 764 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	1,99 $	2,11 $	1,84 $	1,66 $	2,33 $	1,97 $	1,77 $	1,83 $	1,72 $	**1,91 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,023 $	0,024 $	0,021 $	0,019 $	0,027 $	0,023 $	0,020 $	0,021 $	0,020 $	**0,022 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,22 $	0,23 $	0,20 $	0,18 $	0,26 $	0,22 $	0,20 $	0,20 $	0,19 $	**0,21 $**

[48] Facteur d'émissions publié par RNCan = 198,0 t éq CO_2/km

ICF CONSULTING

Tableau E - 71 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P2 accéléré en 2010 : sensibilité à la période du jour (taux de pénétration de 0,2 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2010	72 425	65 476	25 962	21 424	211 785	129 630	15 717	16 449	9 032	**567 902**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	74 %	69 %	2 %	22 %	0 %	15 %	79 %	0 %	
GN – Turbine	1 %	19 %	12 %	0 %	7 %	0 %	10 %	9 %	0 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	38 %	0 %	0 %	
Hydro	97 %	3 %	18 %	98 %	20 %	94 %	13 %	8 %	100 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	50 %	3 %	22 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	4 %	1 %	0 %	2 %	3 %	2 %	3 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	48 321	18 000	424	45 982	-	2 435	13 067	-	**128 230**
GN – Turbine	961	12 308	3 071	-	14 503	6	1 626	1 521	0	**33 997**
Mazout	-	111	-	-	165	-	5 976	-	-	**6 253**
Hydro	70 252	2 112	4 654	21 000	42 138	122 199	1 977	1 303	9 032	**274 667**
Nucléaire	-	-	-	-	105 690	3 319	3 465	-	-	**112 474**
Autre	1 212	2 623	237	-	3 307	4 106	237	558	-	**12 281**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	54 188	20 185	476	51 564	-	2 730	14 654	-	**143 797**
GN – Turbine	476	6 100	1 522	-	7 188	3	806	754	0	**16 849**
Mazout	-	116	-	-	172	-	6 200	-	-	**6 487**
Hydro	1 770	53	117	529	1 062	3 079	50	33	228	**6 922**
Nucléaire	-	-	-	-	1 443	45	47	-	-	**1 535**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**2 247**	**60 456**	**21 825**	**1 005**	**61 428**	**3 128**	**9 834**	**15 440**	**228**	**175 590**

Tableau E - 72 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,1214
GN – Turbine	0,4956
GN – Chaudière	0,6531
Mazout	1,0374
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,01365
Autre	0

Tableau E - 73 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 accéléré en 2010 : sensibilité à la période du jour

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2010	45,6	41,2	16,3	13,5	133,3	81,6	9,9	10,4	5,7	357
Camions en 2010	36,5	33,0	13,1	10,8	106,7	65,3	7,9	8,3	4,6	286
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[49] (t éq CO_2)										
Voitures en 2010	13 205	11 938	4 734	3 906	38 615	23 636	2 866	2 999	1 647	103 547
Camions en 2010	15 316	13 846	5 490	4 531	44 787	27 413	3 324	3 479	1 910	120 095
Total	**28 521**	**25 785**	**10 224**	**8 437**	**83 402**	**51 049**	**6 189**	**6 478**	**3 557**	**223 642**

Tableau E - 74 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 accéléré en 2010 : sensibilité à la période du jour

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2010	**-26 274**	**34 671**	**11 601**	**-7 432**	**-21 974**	**-47 921**	**3 644**	**8 962**	**-3 329**	**-48 052**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

[49] Facteur d'émissions publié par RNCan = 250,4 t éq CO_2/km

Tableau E - 75 Coûts – Scénario P2 accéléré en 2010 : sensibilité à la période du jour

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2010	41,83 $	49,99 $	39,57 $	29,33 $	37,91 $	34,36 $	34,30 $	34,36 $	29,45 $	**36,79 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2010	3 029 856 $	3 272 995 $	1 027 352 $	628 293 $	8 029 419 $	4 454 546 $	539 112 $	565 256 $	266 005 $	**21 812 834 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	2,30 $	2,75 $	2,18 $	1,61 $	2,09 $	1,89 $	1,89 $	1,89 $	1,62 $	**2,02 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,037 $	0,044 $	0,035 $	0,026 $	0,033 $	0,030 $	0,030 $	0,030 $	0,026 $	**0,032 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2010	0,33 $	0,40 $	0,32 $	0,23 $	0,30 $	0,27 $	0,27 $	0,27 $	0,23 $	**0,29 $**

Tableau E - 76 Émissions de GES attribuables à la production d'hydrogène par électrolyse - Scénario P2 accéléré : sensibilité à la période du jour en 2020 (taux de pénétration de 11,5 %)

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)										
2020	3 172 172	2 867 830	1 137 120	938 380	9 276 100	5 677 741	688 391	720 472	395 617	**24 873 822**
Extrants du modèle IPM® – Répartition, par type de source d'énergie, de la production d'électricité nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande (% du segment de référence)										
Charbon	0 %	54 %	51 %	2 %	16 %	0 %	13 %	75 %	0 %	
GN – Turbine	8 %	41 %	35 %	0 %	30 %	7 %	21 %	15 %	16 %	
Mazout	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	35 %	0 %	0 %	
Hydro	90 %	2 %	13 %	98 %	15 %	88 %	11 %	7 %	84 %	
Nucléaire	0 %	0 %	0 %	0 %	37 %	2 %	19 %	0 %	0 %	
Autre	2 %	3 %	1 %	0 %	1 %	3 %	1 %	3 %	0 %	
Répartition de la production par source d'énergie, calculée d'après les extrants du modèle IPM®, nécessaire pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité (MWh)										
Charbon	-	1 551 625	585 490	21 827	1 513 849	-	90 786	539 953	-	**4 303 531**
GN – Turbine	253 971	1 162 830	392 547	-	2 772 754	392 221	145 019	106 410	63 375	**5 289 126**
Mazout	-	1 353	-	-	22 039	-	240 836	-	-	**264 228**
Hydro	2 853 688	67 821	151 370	915 109	1 385 398	4 982 769	73 708	51 871	332 242	**10 813 977**
Nucléaire	-	-	-	-	3 473 366	135 346	129 204	-	-	**3 737 915**
Autre	64 513	84 200	7 712	1 444	108 694	167 405	8 838	22 237	-	**465 045**
Émissions de GES par source d'énergie, basées sur les facteurs d'émissions publiés par RNCan, liées à l'accroissement de la demande d'électricité (t éq CO_2)										
Charbon	-	1 712 296	646 118	24 087	1 670 608	-	100 187	595 865	-	**4 749 162**
GN – Turbine	125 601	575 077	194 134	-	1 371 265	193 973	71 719	52 625	31 342	**2 615 737**
Mazout	-	1 376	-	-	22 401	-	244 785	-	-	**268 562**
Hydro	71 913	1 709	3 815	23 061	34 912	125 566	1 857	1 307	8 372	**272 512**
Nucléaire	-	-	-	-	43 764	1 705	1 628	-	-	**47 098**
Autre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÉMISSIONS TOTALES	**197 514**	**2 290 458**	**844 067**	**47 148**	**3 142 951**	**321 244**	**420 177**	**649 798**	**39 715**	**7 953 071**

Tableau E - 77 Facteurs d'émissions publiés par RNCan

Source d'énergie	Facteur d'émissions (t éq CO_2/MWh livré)
Charbon	1,10355
GN – Turbine	0,49455
GN – Chaudière	0,6195
Mazout	1,0164
Hydro	0,0252
Nucléaire	0,0126
Autre	0

ICF CONSULTING

Tableau E - 78 Émissions de GES remplacées par l'hydrogène – Scénario P2 accéléré : sensibilité à la période du jour en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
Kilomètres parcourus par les véhicules légers (à essence), remplacés par l'hydrogène (Mkm)										
Voitures en 2020	3 136.2	2 836.3	1 124.2	927.7	9 170.9	5 613.3	680.6	712.3	391.1	**24 592**
Camions en 2020	2 412.2	2 180.7	864.7	713.6	7 053.6	4 317.4	523.5	547.9	300.8	**18 914**
REMPLACEMENT TOTAL - Émissions de GES liées à la consommation d'essence des véhicules légers remplacée par l'hydrogène, selon les facteurs d'émissions publiés par RNCan[a] (t CO_2e)										
Voitures en 2020	844 566	763 537	302 749	249 836	2 469 690	1 511 655	183 279	191 820	105 330	**6 622 463**
Camions en 2020	947 921	856 976	339 798	280 410	2 771 920	1 696 644	205 708	215 294	118 220	**7 432 891**
Total	1 792 487	1 620 513	642 548	530 247	5 241 610	3 208 299	388 986	407 114	223 550	**14 055 354**

Tableau E - 79 Incidence nette sur les émissions de GES (t éq CO_2) – Scénario P2 accéléré : sensibilité à la période du jour en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	Total
2020	-1 594 073	669 945	281 919	-463 099	-2 098 659	-2 887 965	31 191	242 083	-183 935	**-6 102 283**

Note : Les valeurs négatives représentent des réductions d'émissions.

[a] Facteur d'émissions publié par RNCan = 108.3 t éq CO_2/MJ

ICF

Tableau E - 80 Coûts – Scénario P2 accéléré : sensibilité à la période du jour en 2020

	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Manitoba	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	Terre-Neuve-et-Labrador	
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000/MWh)										**Moyenne**
2020	40,18 $	42,53 $	37,57 $	33,79 $	51,75 $	41,15 $	36,63 $	38,66 $	36,04 $	**39,81 $**
Prix prévus de l'électricité à produire pour répondre à l'augmentation de la demande ($CAN 2000)										**Total**
2020	127 445 201 $	121 974 534 $	42 723 857 $	31 707 866 $	480 079 923 $	233 653 219 $	25 213 340 $	27 851 294 $	14 257 036 $	**1 104 906 270 $**
Prix prévus par kilogramme d'hydrogène ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	2,01 $	2,13 $	1,88 $	1,69 $	2,59 $	2,06 $	1,83 $	1,93 $	1,80 $	**1,99 $**
Prix prévus de l'hydrogène par kilomètre ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,023 $	0,024 $	0,021 $	0,019 $	0,030 $	0,024 $	0,021 $	0,022 $	0,021 $	**0,023 $**
Prix prévus de l'hydrogène par litre d'équivalent essence ($CAN 2000)										**Moyenne**
2020	0,22 $	0,23 $	0,21 $	0,19 $	0,29 $	0,23 $	0,20 $	0,21 $	0,20 $	**0,22 $**

APPENDICE F INTRANTS DU MODÈLE D'HYDROGÈNE DANS LES PHASES 1 ET 2

Page laissée intentionnellement en blanc.

Intrants du modèle d'hydrogène dans la phase 1

Nota : Les chiffres ont été arrondis; ils peuvent ne pas correspondre.

Prévisions du nombre de kilomètres-véhicules

Don *(A)* fournies par RNCan	Consommation d'essence des voitures (millions de litres d'équivalent essence)	
	Année	Volume d'essence total (millions de L)
	2000	**36 860**
	2010	**41 280**
	2020	**33 920**
Données (*B*) fournies par *Greening the Pump*	Nombre de kilomètres par litre	
	Année	Consommation (L/100 km)
	2000	**8,18**
	2010	**8,1**
	2020	**6,5**
Calcul ***D = A x B***	**NOMBRE TOTAL DE KILOMÈTRES PARCOURUS**	
	Année	Total 1 000 000 km
	2000	**450 611**
	2010	**509 630**
	2020	**521 846**

Prévisions de la consommation d'hydrogène

Données *(F)* fournies par RNCan	Masse d'hydrogène nécessaire pour répondre à la demande liée à l'essence remplacée (t H_2 / 1 000 000 km)	
	Année	t H_2 / 1 000 000 km
	2010	**12**
	2020	**10**
Calcul *(G) = D x F*	Masse de l'hydrogène	
	Année	H_2 (tonnes)
	2010	**6 115 656**
	2020	**5 218 462**

ICF

Prévisions de la consommation d'électricité

Calcul *(H)* = *G* x 46,80 MWh/t (RNCan a fourni les données sur la quantité d'électricité à produire par tonne d'hydrogène)	Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh)	
	Année	MWh
	2010	**286 208 000**
	2020	**244 224 000**

Les données ci-dessus valent pour l'ensemble du Canada. Les taux de pénétration et les pourcentages régionaux indiqués à la figure 2-1 sont ensuite appliqués.

Intrants du modèle d'hydrogène dans la phase 2

Nota : Les chiffres ont été arrondis; ils peuvent ne pas correspondre.

Prévisions du nombre de kilomètres-véhicules

Données *(A)* fournies par RNCan	**Nombre total de véhicules légers, par type, par année**			
	Type de véhicule léger (TVL)	Voitures (nombre)	Camions (nombre)	Total (nombre)
	2010	**9 956 000**	**7 755 000**	**17 711 000**
	2020	**11 579 000**	**8 927 000**	**20 506 000**
Données *(B)* fournies par RNCan	**KILOMÈTRES PARCOURUS PAR TVL, PAR AN**			
	Type de véhicule léger (TVL)	Voitures (km/TVL)	Camions (km/TVL)	
	2010	**18 038**	**18 542**	
	2020	**18 561**	**18 517**	
Calcul *(C) = A x B*	***Nombre total de kilomètres parcourus parTVL, par an***			
	Type de véhicule léger(TVL)	Voitures (km)	Camions (km)	Total (km)
	2000	-	-	-
	2010	**179 586 328 000**	**143 793 210 000**	**323 379 538 000**
	2020	**14 917 819 000**	**165 301 259 000**	**380 219 078 000**

Prévisions de la consommation de carburant

Don nées *(D)* fournies par RNCan	***Consommation de carburant (Ld'essence), parTVL/ km/an***		
	TVL	Voitures (L/km)	Camions (L/km)
	2010	**0,093**	**0,133**
	2020	**0,087**	**0,125**
Calcul *(E) = C x D*	***Consommation totale de carburant (milliers de L d'essence) parTVL/an***			
	TVL	Voitures (1000 L)	Camions (1000 L)	Total (1000 L)
	2010	**16 701 529**	**19 124 497**	**35 826 025**
	2020	**18 697 850**	**20 662 657**	**39 360 508**

ICF

Prévisions de la consommation d'hydrogène

Données *(F)* fournies par RNCan	CONSOMMATION D'HYDROGÈNE (KG) PAR TVL/100 KM/AN		
	TVL	Voitures (kg H_2/100 km)	Camions (kg H_2/100 km)
	2010	**1,400**	**1,860**
	2020	**1,000**	**1,330**

Calcul *(G)* = C *x* F	Consommation totale d'hydrogène (tonnes)/TVL/an (selon un taux d'adoption de H_2 de 100 %)			
	TVL	Voitures (t H_2)	Camions (t H_2)	Total (t H_2)
	2010	**2 514 209**	**2 674 554**	**5 188 762**
	2020	**2 149 178**	**2 198 507**	**4 347 685**

5.1.1.1 Prévisions de la consommation d'électricité

Données *(H)* fournies par RNCan	Électricité à produire pour répondre à la demande d'hydrogène (MWh/t H_2) par an		
	TVL	Voitures (MWh/t H_2)	Camions (MWh/t H_2)
	2010	**55,0**	**55,0**
	2020	**50,0**	**50,0**

Calcul *(J)* = G *x* H	Demande totale d'électricité supplémentaire (MWh)/TVL/an (selon un taux d'adoption de H_2 de 100 %)			
	Type de véhicule léger	Voitures (t H_2)	Camions (t H_2)	Total (t H_2)
	2010	**138 281 473**	**147 100 454**	**285 381 926**
	2020	**107 458 910**	**109 925 337**	**217 384 247**

Les valeurs c-dessus valent pour l'ensemble du Canada. Les taux de pénétration et les pourcentages régionaux indiqués à la figure 2-1 sont ensuite appliqués.